

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS TRINDADE**

Lucas Ligocki Candemil

**ANÁLISE E SIMULAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FLORIANÓPOLIS
2018**

LUCAS LIGOCKI CANDEMIL

ANÁLISE E SIMULAÇÃO DE DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

**Trabalho de Conclusão de Curso sub-
metido à Universidade Federal de
Santa Catarina, como requisito neces-
sário para obtenção do grau de Bacha-
rel em Engenharia Elétrica**

Florianópolis, 30 de novembro de 2018.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Candemil, Lucas Ligocki

Análise e simulação de descargas atmosféricas em linhas
de distribuição de energia elétrica / Lucas Ligocki
Candemil ; orientador, Miguel Moreto, 2018.

70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

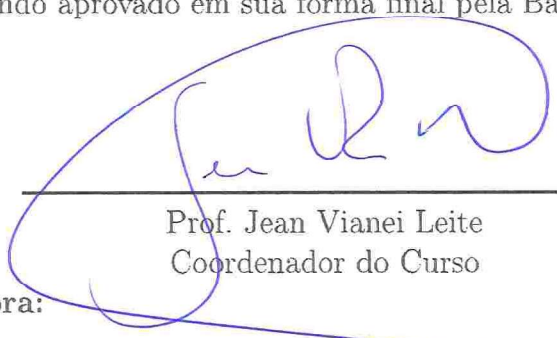
Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Análise e simulação. 3.
Descargas atmosféricas. 4. Linhas de distribuição. I.
Moreto, Miguel. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA


LUCAS LIGOCKI CANDEMIL

Este Trabalho foi julgado adequado para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sendo aprovado em sua forma final pela Banca Examinadora.

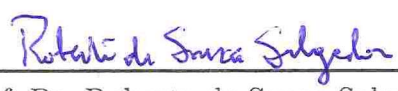


Prof. Jean Viane Leite
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Orientador(a): Prof. Dr. Miguel Moreto
Universidade Federal de Santa Catarina -
UFSC



Prof. Dr. Roberto de Souza Salgado
Universidade Federal de Santa Catarina -
UFSC



Prof. Dr. Hans Helmut Zürn
Universidade Federal de Santa Catarina -
UFSC

Florianópolis, 30 de novembro de 2018.

Agradecimentos

Dedico este trabalho primeiramente à minha família, o alicerce de tudo que conquisei. Ao meu pai, Renê, e minha mãe, Cláudia, que sempre estimularam a minha educação, a leitura e o meu desenvolvimento como cidadão. À Isabela, minha irmã, por contribuir na união desta família. Muito obrigado.

Dedico também à minha namorada, Thaísa, por não medir esforços ao me incentivar nos estudos e projetos pessoais, mesmo nos momentos mais desmotivadores desta jornada. Não seria o mesmo sem ela.

Ao professor Miguel Moreto, um forte agradecimento. Sua orientação e paciência foram essenciais na escrita deste trabalho.

Ao curso de graduação de Engenharia Elétrica da UFSC, por sua excelência em produzir conhecimento voltado ao desenvolvimento da sociedade.

Aos parentes, amigos e amigas que de alguma maneira se tornaram marcantes na minha vida.

*Um lenhador uma vez foi indagado,
"O que você faria se tivesse apenas cinco
minutos para cortar uma árvore?"*

*Ele respondeu,
"Eu iria passar os primeiros dois minutos
e meio afiando meu machado."*

(Anônimo)

Resumo

Este trabalho apresenta uma análise e simulação de descargas atmosféricas atingindo uma rede de distribuição de energia elétrica. A partir da modelagem tanto do fenômeno quanto do sistema, propõe-se a criação de um modelo padrão de circuito com dados reais da concessionária Celesc para uso em trabalhos futuros. Foi realizada uma pesquisa sobre o tema, tanto na literatura quanto em artigos científicos recentes para a modelagem adequada do fenômeno e da rede. Após esta etapa, foram implementados dois tipos de circuitos no software ATP-EMPT e realizou-se simulações a fim de analisar a correlação entre aspectos geográficos do impacto, sua gravidade e aspectos de projeto. Os resultados demonstram que a colocação de mais pára-raios nos postes de redes de distribuição podem gerar até 700 kV de diferença na sobretensão, além de ocasionalmente inferir ressonância na rede. Com estes resultados, pode-se ampliar os estudos para projetar uma rede de distribuição cujas descargas atmosféricas sejam menos danosas ao sistema e também analisar se os resultados observados se repetem em trabalhos similares.

Palavras-chave: Raio; Distribuição; Para-raios; ATP; Simulação.

Abstract

This study presents analysis and simulations of lightning discharges hitting an electrical distribution power system. From the modeling of both the phenomena and the system, it is proposed to create a standard model of circuit with real data. A research was done on the subject, both in the literature and in recent scientific articles for the adequate modeling of the phenomenon and the network. After this step, two types of circuits were implemented in the ATP-EMPT software and simulations were carried out in order to analyze the correlation between geographic aspects of the impact, its severity and project aspects. The results show that the placement of extra surge arrestors lead up to 700 kV difference, besides generating resonance in the network. With these results, studies can be extended to design a distribution network whose lightning are less damaging to the system and also to analyze if the observed results are repeated in similar works.

Keywords: Lightning; Distribution; Surge arrester; ATP; Simulation.

Lista de ilustrações

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Histórico do indicador DEC | 21 |
| Figura 2 – Histórico do indicador FEC | 21 |
| Figura 3 – Tipos de descargas atmosféricas (Coelho 2010) | 25 |
| Figura 4 – Índice Cerâmico no Mundo (NLSI) | 27 |
| Figura 5 – Modelo Eletrogeométrico (Coelho 2005) | 30 |
| Figura 6 – Forma de onda da corrente (IEEE 2011) | 31 |
| Figura 7 – Modelagem da função de Heidler no ATPDraw | 33 |
| Figura 8 – Forma de onda da corrente de surto pretendida (Lovrić, Vujević e Modrić 2011) | 34 |
| Figura 9 – Modelo da linha no ATPDraw | 38 |
| Figura 10 – Parâmetros da linha no ATPDraw | 39 |
| Figura 11 – Isolador de porcelana | 39 |
| Figura 12 – Modelagem do isolador no ATPDraw | 40 |
| Figura 13 – Poste de distribuição | 41 |
| Figura 14 – Modelo de Poste (Silva 2015) | 42 |
| Figura 15 – Modelagem do para-raios no ATPDraw | 43 |
| Figura 16 – Padronização de para-raios de distribuição (CELESC 2012) | 44 |
| Figura 17 – Modelo de Transformador | 45 |
| Figura 18 – Modelagem do aterramento no ATPDraw | 46 |
| Figura 19 – Modelo de rede de distribuição | 47 |
| Figura 20 – Simulação para descarga direta no início da rede | 48 |
| Figura 21 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 48 |
| Figura 22 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 49 |
| Figura 23 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 49 |
| Figura 24 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 50 |
| Figura 25 – Simulação para descarga direta no início da rede e três para-raios | 50 |
| Figura 26 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 51 |
| Figura 27 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 51 |
| Figura 28 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 52 |
| Figura 29 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 52 |
| Figura 30 – Forma de onda da tensão na rede | 53 |
| Figura 31 – Forma de onda da corrente na rede | 53 |
| Figura 32 – Forma de onda aproximada da tensão na rede | 54 |
| Figura 33 – Forma de onda aproximada da corrente na rede | 54 |
| Figura 34 – Simulação para descarga direta no meio da rede | 55 |
| Figura 35 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 55 |

| | |
|--|----|
| Figura 36 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 56 |
| Figura 37 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 56 |
| Figura 38 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 57 |
| Figura 39 – Fenômeno de oscilação na descarga atmosférica comum | 57 |
| Figura 40 – Fenômeno de oscilação na descarga atmosférica severa | 58 |
| Figura 41 – Simulação para descarga direta no início da rede e três para-raios | 58 |
| Figura 42 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 59 |
| Figura 43 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 59 |
| Figura 44 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 60 |
| Figura 45 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 60 |
| Figura 46 – Simulação para descarga direta no final da rede | 61 |
| Figura 47 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 62 |
| Figura 48 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 62 |
| Figura 49 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 63 |
| Figura 50 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 63 |
| Figura 51 – Simulação para descarga direta no final da rede e três para-raios | 64 |
| Figura 52 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 64 |
| Figura 53 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 65 |
| Figura 54 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados | 66 |
| Figura 55 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados | 66 |

Lista de tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Parâmetros para forma de onda da corrente (adaptado de (IEEE 2011)) | 31 |
| Tabela 2 – Parâmetros para forma de onda da corrente (adaptado de (Gamerota et al. 2012)) | 32 |
| Tabela 3 – Parâmetros de simulação | 33 |
| Tabela 4 – Condutores padrão (CELESC 2014) | 36 |
| Tabela 5 – Características condutores padrão (CELESC 2015) | 37 |
| Tabela 6 – Características condutores padrão (CELESC 2015) | 38 |
| Tabela 7 – Entre partes energizadas à fase ou à terra em pontos fixos (CELESC 2014) | 40 |
| Tabela 8 – Parâmetros dos resistores não-lineares | 45 |

Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|----------|---|
| SC | Santa Catarina |
| CELESC | Centras Elétricas de Santa Catarina |
| UFSC | Universidade Federal de Santa Catarina |
| ATP-EMTP | Alternate Transients Program - Electromagnetic Transients Program |
| ATPDraw | Pré-processador do ATP |
| DEC | Duração Equivalente de Interrupção |
| FEC | Frequência Equivalente de Interrupção |
| FEC | Frequência Equivalente de Interrupção |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| IEEE | Institut of Electrical and Electronic Engineers |
| CFO | Critical Flashover Overvoltage |

Sumário

| | | |
|------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 21 |
| 1.1 | Problemática | 22 |
| 1.2 | Objetivo | 22 |
| 1.2.1 | Objetivo Geral | 22 |
| 1.2.2 | Objetivos Específicos | 23 |
| 1.3 | Organização | 23 |
| 2 | DESCARGAS ATMOSFÉRICAS | 25 |
| 2.1 | Definição | 25 |
| 2.2 | Trovoadas | 25 |
| 2.3 | Classificação das Descargas Nuvem-Solo | 26 |
| 2.4 | Índice Cerâmico | 26 |
| 2.5 | Parâmetros das Descargas Atmosféricas | 27 |
| 2.6 | Considerações Finais | 28 |
| 3 | MODELAGEM DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS | 29 |
| 3.1 | Introdução | 29 |
| 3.2 | Descargas Atmosféricas Diretas | 29 |
| 3.3 | Parâmetros das Descargas Atmosféricas | 30 |
| 3.4 | Modelagem das Descargas Atmosféricas | 32 |
| 4 | MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA | 35 |
| 4.1 | Introdução | 35 |
| 4.2 | Modelagem da Linha de Distribuição | 35 |
| 4.3 | Modelagem do Isolador | 39 |
| 4.4 | Modelagem do Poste | 40 |
| 4.5 | Modelagem do Para-Raios | 43 |
| 4.6 | Modelagem do Transformador | 45 |
| 4.7 | Modelagem do Aterramento | 46 |
| 4.8 | Considerações Finais | 46 |
| 5 | SIMULAÇÃO E RESULTADOS | 47 |
| 5.1 | Introdução | 47 |
| 5.2 | Impacto no Início da Rede | 47 |
| 5.3 | Impacto no Meio da Rede | 55 |
| 5.4 | Impacto no Final da Rede | 61 |

| | | |
|----------|---------------------------------------|-----------|
| 6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 67 |
| | REFERÊNCIAS | 69 |

1 Introdução

O sistema de distribuição de energia elétrica sempre esteve sujeito à falhas. Nos seus primórdios, a energia elétrica era utilizada onde ela própria era produzida; porém, quando as primeiras centrais elétricas surgiram no final do século XIX, a necessidade de distribuir essa energia tornou essencial a construção de sistemas aéreos (via postes) para esta demanda crescente. Por se tratar de implantações expostas ao ar livre, naturalmente estão vulneráveis às intempéries climáticas, tais como ventanias, nevascas e principalmente descargas atmosféricas. Estas últimas, em especial, são umas das principais fontes de interrupções no sistema elétrico.

A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, é o órgão que regulamenta a energia elétrica no Brasil em todas as suas vertentes, seja na produção, transmissão, distribuição ou comercialização. Com o objetivo de fiscalizar as distribuidoras de energia, foram criados dois indicadores importantes: o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Para o ano de 2017, foi constatado um DEC médio de 14,35 horas e um FEC médio de 8,20 interrupções, conforme histórico apresentado nas Figuras 1 e 2 (ANEEL 2017).

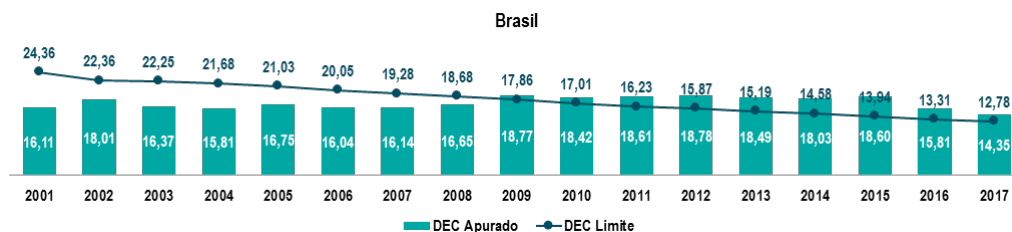


Figura 1 – Histórico do indicador DEC

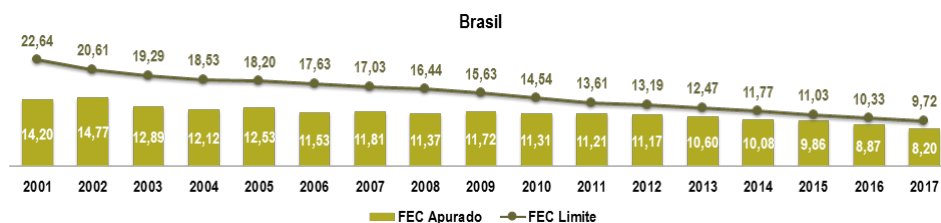


Figura 2 – Histórico do indicador FEC

Estes resultados mostram que a preocupação com a satisfação dos clientes vem crescendo ao longo do tempo, provendo de um modo geral uma melhoria dos serviços de distribuição. No mesmo ano de 2017, dentre as 33 concessionárias de grande porte no

Brasil, a EMG é a que obteve melhores resultados, ficando a Celesc Distribuição (Centrais Elétricas de Santa Catarina) apenas com o 21º lugar. A Celesc possui em torno de 3 milhões de consumidores; em 2017, houve 1.452.008 reclamações feitas para a concessionária, sendo 1.412.961 (97,31%) motivadas por interrupções no fornecimento de energia (CELESC 2017). Estas interrupções, por menores que sejam, sempre causam prejuízos aos seus consumidores, visto que a energia elétrica é indispensável para em todos os setores da sociedade, seja em casa ou no trabalho. Empresas perdem produção, consumidores tem seus equipamentos sujeitos a danos e o lazer de todos é prejudicado.

Para a concessionária, os danos são ainda mais visíveis. Primeiro, por não estarem providenciando energia, o seu faturamento automaticamente diminui; muitas vezes é necessária a alocação de recursos humanos para a manutenção do sistema, gerando custos; necessidade de pagamento de indenizações por equipamentos danificados (estes dois últimos diretamente ligados com descargas atmosféricas); entre outros (Coelho 2005).

1.1 Problemática

O sistema de distribuição de energia elétrica é a parte que conecta as subestações de energia até equipamento de entrada de energia do consumidor final. Esse sistema é composto por linhas de distribuição (de alta, média ou baixa tensão), altamente ramificadas, dado o seu objetivo de chegar até a unidade do cliente. As redes estão divididas em:

- *Redes elétricas primárias* - Atendem geralmente indústrias, grandes e médias empresas;
- *Redes elétricas secundárias* - Atendem geralmente consumidores residenciais e pequenas empresas;

O Brasil possui hoje mais de 82 milhões de unidades consumidoras de energia (ANEEL 2017). Destas, a Celesc Distribuição possui em torno de 3,5%, que em junho de 2018 somavam 2.941.531 unidades. O consumidor residencial é responsável por aproximadamente 78,4% deste número, possuindo 2.305.464 unidades no mesmo período (Celesc 2018). Levando estes dados em conta, para os objetivos deste estudo, serão analisadas as redes elétricas secundárias, de maior impacto no sistema considerado.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo Geral

Desenvolver um modelo de simulação de descargas atmosféricas em linhas de distribuição (padrão da concessionária Celesc) no software ATP, que se aproxime tanto

quanto for possível da realidade brasileira.

1.2.2 Objetivos Específicos

Considerando o desenvolvimento do trabalho e o objetivo geral, destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- Pesquisar sobre descargas atmosféricas, métodos de simulação e artigos recentes na área preterida;
- Desenvolver um modelo de rede de distribuição com especificações de dados da Celesc Distribuição;
- Desenvolver um modelo para o fenômeno de descarga atmosférica direta conforme literatura já estabelecida;
- Realizar simulações no software ATP para obtenção de gráficos de sobretensão e sobrecorrente;
- Analisar e validar as simulações conforme literatura.

1.3 Organização

O presente trabalho está organizado da seguinte forma:

Capítulo 2: São abordados os conceitos teóricos relativos ao fenômeno da descarga atmosférica em si;

Capítulo 3: São abordados os desenvolvimentos matemáticos e computacionais relativos ao modelo da descarga atmosférica;

Capítulo 4: É abordada a modelagem da rede de distribuição;

Capítulo 5: São apresentadas as simulações, a análises de dados e os resultados obtidos neste capítulo.

Capítulo 6: Conclusão e sugestões para trabalhos futuros.

2 Descargas Atmosféricas

2.1 Definição

O fenômeno conhecido como descarga atmosférica pode ser definido como o rompimento da isolação do ar entre duas superfícies carregadas eletricamente com sinais opostos, através do intenso movimento de elétrons de um ponto a outro, ocasionando uma corrente elétrica altíssima com duração média de meio segundo e trajetória típica de 5 a 10 km (INPE 2018). Estas descargas podem ocorrer dentro da própria nuvem (intra-nuvem), entre-nuvens ou nuvem-solo (figura abaixo). Apesar de as descargas intra-nuvens serem as mais frequentes (cerca de 70% das descargas globais), são as descargas nuvem-solo que afetam diretamente o sistema elétrico e, mais especificamente, as linhas aéreas de distribuição (IEEE 2011).

Acrescenta-se que o Brasil é um dos países com maior incidência de descargas atmosféricas do mundo, registrando uma média de mais de 77 milhões de raios por ano, sendo que entre 2000 e 2014 foram contabilizados mais de 1700 óbitos causados pelo fenômeno (INPE 2018).

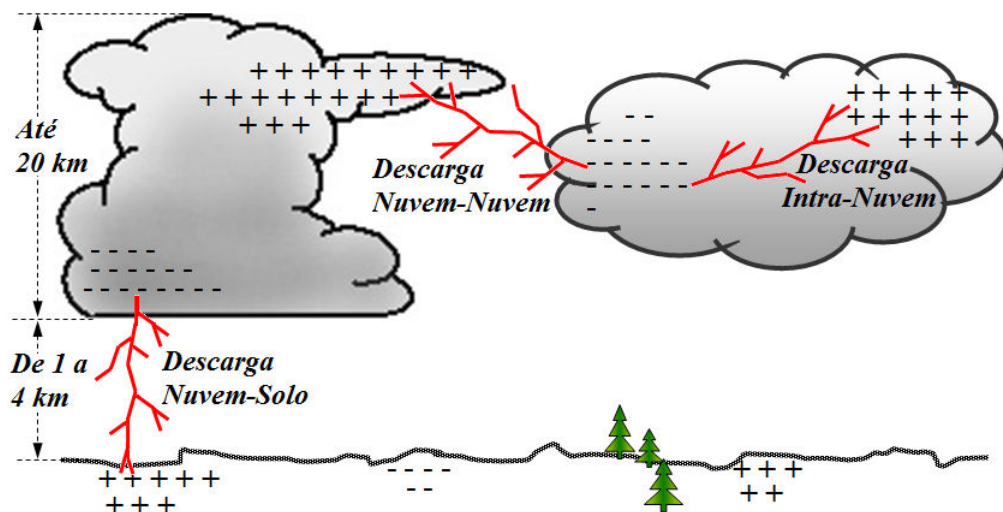


Figura 3 – Tipos de descargas atmosféricas (Coelho 2010)

2.2 Trovoadas

O trovão é o som que escutamos com o rompimento da isolação do ar no fenômeno da descarga atmosférica. Há estimativas que apontam para o número de 16 milhões de tempestades com trovões ocorridas a cada ano no mundo, sendo que a qualquer

momento há 2000 destas acontecendo em algum lugar do planeta. Deve-se observar que estas ocorrências não são simétricas; elas tendem a ser raras em direção dos polos, se concentrando principalmente na região da linha do Equador.

2.3 Classificação das Descargas Nuvem-Solo

As descargas nuvem-solo estão divididas em descargas diretas (cujo impacto se dá exatamente em alguma parte da rede ou instalação elétrica) e descargas indiretas (cujo impacto se dá nas proximidades da rede, principalmente no solo). Com relação à polaridade, as descargas nuvem-solo podem ser positivas ou negativas (sendo estas últimas a grande maioria, em torno de 90%) (Coelho 2010); ainda podemos classificá-las em descendentes (da nuvem ao solo) ou ascendentes (do solo à nuvem), sendo esta última ocorrendo apenas em estruturas muito altas, fugindo do escopo de análise. Este trabalho focará no estudo das descargas nuvem-solo diretas, negativas e descendentes.

A primeira descarga atmosférica (primeiro raio) é denominada *descarga de retorno*. O processo pode terminar apenas com esta, entretanto, podem ocorrer outras descargas subsequentes (até mais de 15) dependendo da quantidade de cargas elétricas que a nuvem dispõe, conforme Saram (2014). Na maior parte da localidade destes eventos, a descarga de retorno produz no solo uma corrente I com pico médio de 30 kA. Este pico pode chegar a valores extremos como 200 kA, porém isto corresponde à menos de 0,1% dos casos (INPE 2018).

2.4 Índice Ceráunico

O índice ceráunico (T_d) corresponde número de dias com trovoadas por ano em determinada região. Este número não é uniformemente distribuído, variando muito conforme a região, como se pode observar no mapa abaixo (NLSI).

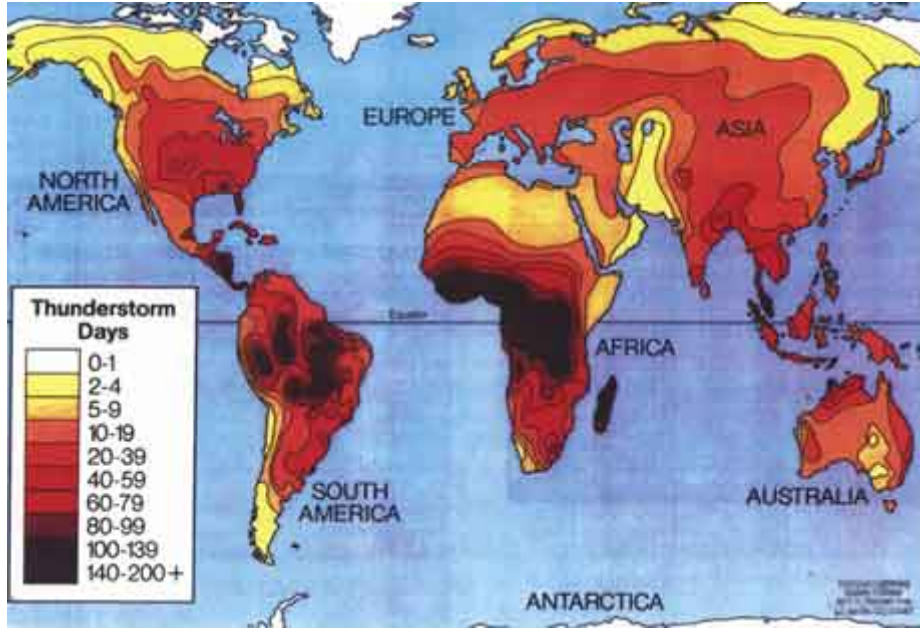


Figura 4 – Índice Ceráunico no Mundo (NLSI)

2.5 Parâmetros das Descargas Atmosféricas

Apesar do índice ceráunico ser uma primeira abordagem interessante para começar a parametrizar as descargas atmosféricas, ele por si só é insuficiente. Ele leva em conta tanto as descargas entre nuvens quanto as descargas nuvem-solo; para uma melhor estimativa, define-se o *ground flash density* (N_g), ou seja, o número médio de descargas atmosféricas que atingem o solo por km^2 por ano. Normalmente, N_g é calculado da seguinte maneira (IEEE 2011):

$$N_g = 0.04(T_d)^{1.25} \quad (2.1)$$

Entretanto, esta equação se torna bastante propensa a erros se considerarmos regiões tropicais (tais como o Brasil). Neste caso, adota-se a equação que segue:

$$N_g = 0.03(T_d)^{1.12} \quad (2.2)$$

Pode-se calcular também, de forma simples, a probabilidade que o pico da corrente de retorno I exceda o valor de I_0 segundo a curva de Anderson-Erikson (IEEE 2011):

$$P(I > I_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_0}{31}\right)^{2.6}} \quad (2.3)$$

Para as descargas atmosféricas, a corrente de retorno é caracterizada não apenas pelo seu valor de pico, mas também pelo tempo de subida (tempo entre 10% do início do

surto e 90% do valor de pico) e o tempo de meia-descida (tempo entre o início do surto e 50% do valor de pico, na descida). Estes e outros parâmetros serão explicitados no próximo capítulo.

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo, procurou-se abordar uma descrição de fácil entendimento do fenômeno das descargas atmosféricas, incluindo apontamentos como trovoadas, índice ceráunico, densidade de raios e parâmetros das descargas. Dado que a modelagem deste evento e seu impacto nas redes de distribuição secundárias é um pouco mais complexa, ela servirá de escopo para o próximo capítulo.

3 Modelagem das Descargas Atmosféricas

3.1 Introdução

Grande parte dos desligamentos atuais no sistema se dá pelas descargas atmosféricas. Estas geram sobretensões que podem causar efeitos diretos e/ou indiretos no sistema de distribuição. Dizemos que a descarga é direta quando incide exatamente em cima do equipamento ou condutor da rede (por exemplo, um raio atingindo uma subestação de energia); e classificamos como indireto quando há uma sobretensão *induzida* na rede (como exemplo, um raio que atinge as proximidades de uma linha e induz uma falta fase-terra ou fase-fase nos condutores).

A modelagem para a descarga direta é mais simples, por não envolver cálculo de campo elétrico e tensão induzida, tema normalmente mais complexo e escopo do estudo das descargas indiretas. Como este trabalho visa desenvolver um modelo-padrão para análise das descargas atmosféricas diretas, explica-se agora brevemente os conceitos de descargas indiretas e aprofunda-se nas descargas diretas.

3.2 Descargas Atmosféricas Diretas

Como dito anteriormente, descargas atmosféricas diretas incidem em um equipamento da rede ou em uma linha do sistema. Neste último caso, ocorre uma injeção de corrente I na linha, a qual começará a se propagar para ambos os lados do ponto de impacto com metade do seu valor inicial ($I/2$). A sobretensão causada na linha depende deste valor e também da impedância de surto da linha (Z_c) (Araújo e Neves 2005):

$$V_{surto} = \frac{IZ_c}{2} \quad (3.1)$$

Um dos parâmetros importantes de se avaliar para a corrente de descarga direta é o seu valor de pico médio na primeira descarga. Estudos e medições sugerem que este valor é influenciado por questões espaciais (latitude e altitude), sazonais (estação do ano), pelo tipo de trovoadas, e temporais, ocasionando resultados diferentes se o sistema em análise está localizado em uma zona tropical ou em uma zona temperada. Enquanto o recomendado pela CIGRE e IEC seja de 30 kA, para o caso brasileiro, adota-se 42 kA (Torres et al. 2015).

Porém, sabe-se que para uma descarga atmosférica descendente se "transformar" em

uma descarga direta (isto é, não atingir o solo) é necessário que ela caia a uma distância máxima determinada do condutor/equipamento chamada raio de atração. O modelo que se utiliza para o cálculo dessa distância é chamado Modelo Eletrogeométrico:

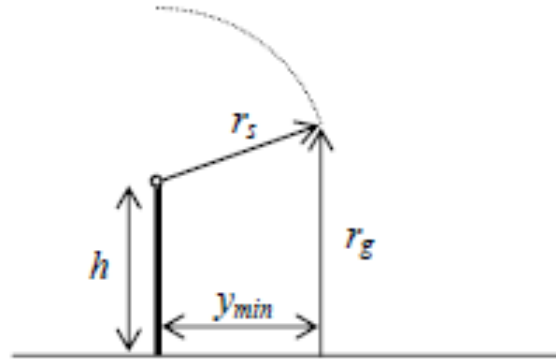


Figura 5 – Modelo Eletrogeométrico (Coelho 2005)

O raio de atração cresce com a altura considerada e também depende do valor de pico da corrente de retorno. O modelo é descrito pelo seguinte conjunto de equações (IEEE 2011):

$$r_s = 10I^{0,65} \quad (3.2)$$

$$r_g = 0,9r_s \quad (3.3)$$

Onde r_s é a distância do impacto ao condutor (m), r_g a distância do impacto ao solo (m) e I é o valor de pico da corrente de retorno (kA). Percebe-se facilmente que

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad (3.4)$$

3.3 Parâmetros das Descargas Atmosféricas

Para a modelagem das descargas atmosféricas há a necessidade de se especificar parâmetros para conseguir descrever matematicamente o fenômeno. O IEEE recomenda os parâmetros descritos na tabela abaixo, com o gráfico da forma de onda do raio associado em seguida:

Tabela 1 – Parâmetros para forma de onda da corrente (adaptado de (IEEE 2011))

| Parâmetro na figura | Descrição |
|---------------------|--|
| I_{10} | Corrente de 10% do tempo de pico |
| I_{30} | Corrente de 30% do tempo de pico |
| I_{90} | Corrente de 90% do tempo de pico |
| I_{100} | Corrente de pico inicial |
| I_F | Corrente de pico final |
| $T_{10/90}$ | Tempo entre I_{10} e I_{90} |
| $T_{30/90}$ | Tempo entre I_{30} e I_{90} |
| S_{10} | Taxa instantânea de subida em I_{10} |
| $S_{10/90}$ | Inclinação média entre I_{10} e I_{90} |
| $S_{30/90}$ | Inclinação média entre I_{30} e I_{90} |
| S_M | Máxima taxa instantânea de subida, tipicamente em I_{90} |
| $t_{d10/90}$ | Tempo linear de duração derivado de $I_F/S_{10/90}$ |
| $t_{d30/90}$ | Tempo linear de duração derivado de $I_F/S_{30/90}$ |
| t_m | Tempo linear de duração derivado de I_F/S_M |
| Q_1 | Carga |

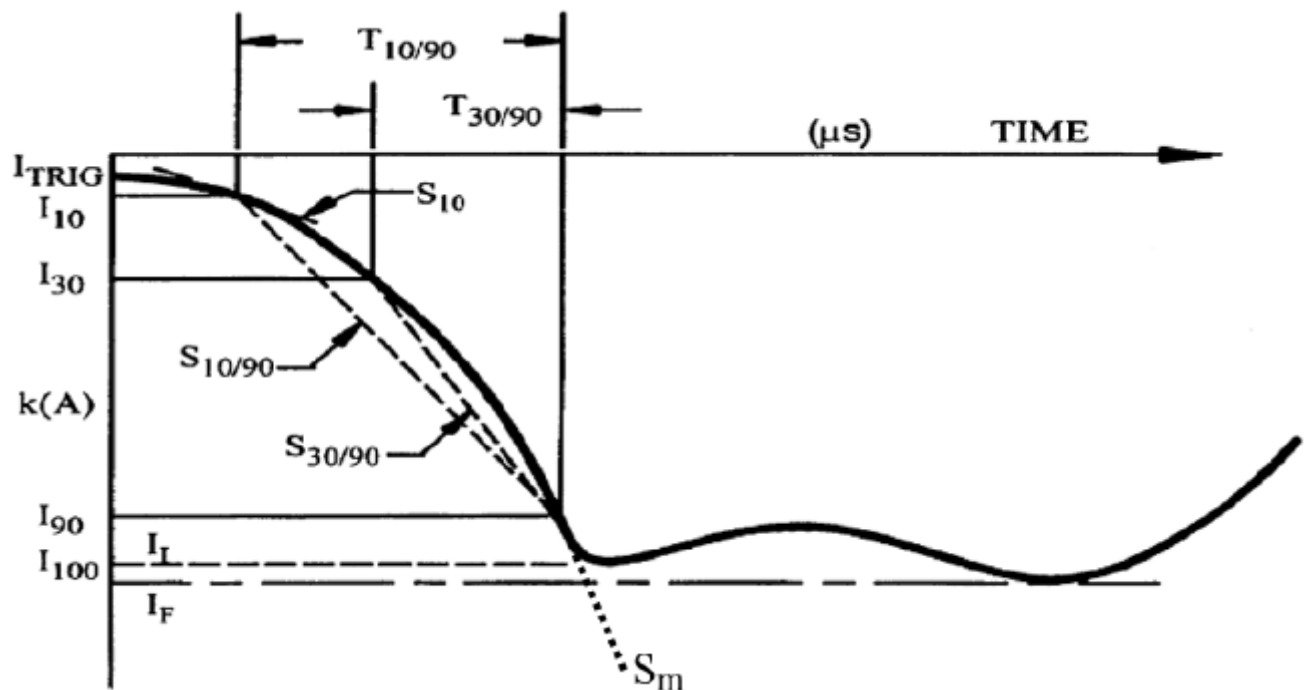


Figura 6 – Forma de onda da corrente (IEEE 2011)

Para estes parâmetros, há valores recomendados pelo IEEE quando o objeto de estudo é a descarga atmosférica descendente negativa, tanto para a primeira descarga

(de retorno) quanto para as descargas subsequentes. Estes valores são uma média do comportamento desse tipo de fenômeno.

Entretanto, na literatura mais recente, há revisões destes valores, que consideram além da média dos casos (50%), valores para casos raríssimos (1% dos fenômenos). Gamerota et al (2012) dispõe estes e outros dados (como valores para descargas positivas) e traz-se aqui o que será utilizado para o presente trabalho:

Tabela 2 – Parâmetros para forma de onda da corrente (adaptado de (Gamerota et al. 2012))

| Primeira Descarga Negativa | Valores Recomendados (50%) |
|--|-----------------------------------|
| Corrente de pico (kA) | 42 |
| Tempo de subida (μs) | 5.63 |
| Máxima taxa instantânea de subida (kA/ μs) | 100 |
| Tempo de meia-descida (μs) | 70-80 |
| Transferência de carga (C) | 5 |
| Descargas Negativas Subsequentes | Valores Recomendados (50%) |
| Corrente de pico (kA) | 10-15 |
| Tempo de subida (μs) | 0.3-0.6 |
| Máxima taxa instantânea de subida (kA/ μs) | 100 |
| Tempo de meia-descida (μs) | 30-40 |

A corrente de pico aqui adotada é a mencionada anteriormente, de 42 kA, mais adequada ao escopo deste trabalho. Ainda, o valor recomendado do tempo de subida da corrente de retorno não está no trabalho de Gamerota. O valor recomendado pelo IEEE é de 5.63 μs , o qual será adotado como referência.

3.4 Modelagem das Descargas Atmosféricas

Há muitos anos os cientistas trabalham em modelos analíticos para representar a forma de onda típica da corrente de retorno. Um dos primeiros modelos a se adotar foi o modelo da exponencial dupla, descrito pela seguinte equação:

$$i(t) = cI(e^{-at} - e^{-bt}) \quad (3.5)$$

Onde a, b e c são constantes dependentes do tempo de subida e do tempo de meia-descida. Posteriormente, em 1985, F. Heidler propôs a função

$$i(t) = \frac{I}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{(1 + (t/\tau_1)^n)} e^{-t/\tau_2} \quad (3.6)$$

$$\eta = e^{(-\tau_1/\tau_2)(n\tau_2/\tau_1)^{1/n}} \quad (3.7)$$

onde η é um fator de correlação da corrente de pico, n o fator de inclinação da corrente e τ_1 e τ_2 são constantes de tempo que determinam o tempo de subida e o tempo de meia descida. Este modelo se tornou um padrão e alvo de muitas tentativas de melhoria (Rajičić e Todorovski 2015).

Para obtermos a equação de Heidler completa de forma analítica, temos como variáveis n , τ_1 e τ_2 . Alguns autores analisaram como obter uma estimativa destes parâmetros para a reprodução da forma de onda típica, conhecendo a corrente de pico, o tempo de subida e o tempo de meia-descida (Lovrić, Vujević e Modrić 2011). Entretanto, os valores de tempo utilizados em tais trabalhos estão em discordância de medições realizadas em países tropicais, tais como as feitas na estação do Morro do Cachimbo, Brasil (Guimarães et al. 2014). Além disso, a abordagem para a obtenção dos valores é complicada para o escopo deste trabalho.

O software ATPDraw possui um componente específico que reproduz a equação de Heidler para modelagem de surtos atmosféricos, como mostrado à seguir:

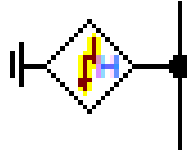


Figura 7 – Modelagem da função de Heidler no ATPDraw

Serão utilizados os parâmetros para o caso mais comum (de 50% de probabilidade) e para o caso mais raro (de 1% apenas), conforme tabela abaixo (IEEE 2011, Gamerota et al. 2012):

Tabela 3 – Parâmetros de simulação

| | I (kA) | n | τ_1 (μs) | τ_2 (μs) | I/η (kA) |
|--------------|--------|----|----------------------|----------------------|---------------|
| Caso 1 (50%) | 42 | 10 | 5.63 | 75 | 47.47 |
| Caso 2 (1%) | 150 | 10 | 30 | 300 | 175.76 |

Estes valores de τ_1 e τ_2 são muito semelhantes ao tempo de subida T_1 e tempo de meia-descida T_2 implementados no ATPDraw. O último parâmetro (I/η) é o necessário à ser especificado na tela do componente no ATPDraw. A curva à ser reproduzida no ATP é dada pela Figura 9:

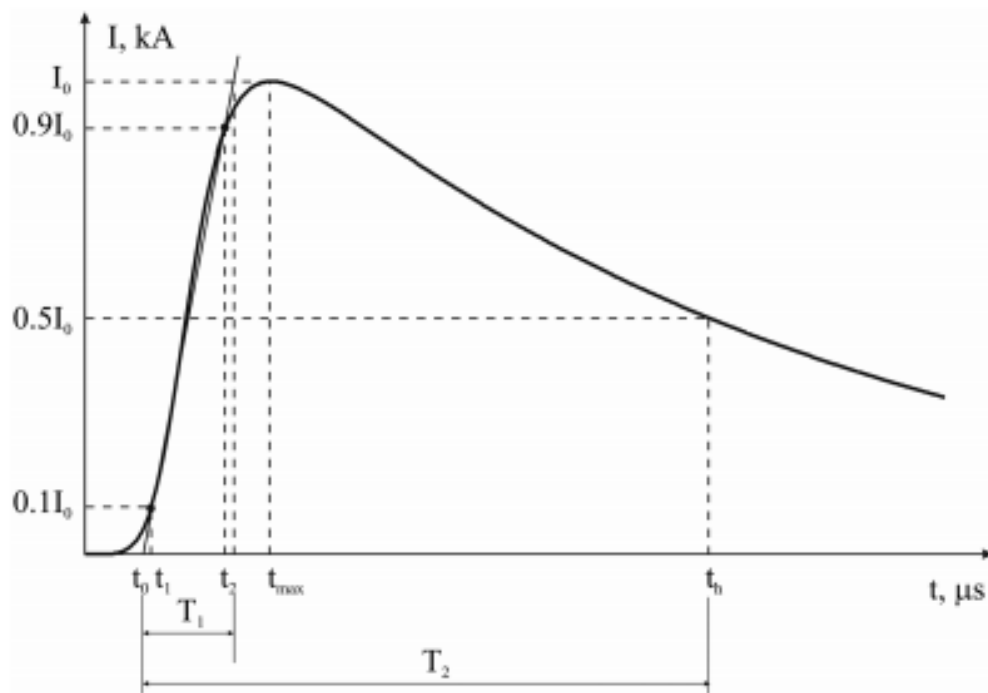


Figura 8 – Forma de onda da corrente de surto pretendida (Lovrić, Vujević e Modrić 2011)

4 Modelagem da Rede de Distribuição Elétrica

4.1 Introdução

O sistema de distribuição de energia elétrica é a etapa responsável por conduzir esta energia desde a subestação de distribuição até o consumidor final, através das linhas de distribuição. No Brasil, a concessionária de distribuição de cada estado é responsável por este trabalho, e como há diversas no país, os sistemas são bastante diversificados. De um modo geral, a subestação de distribuição transfere a energia elétrica para consumidores primários (13,8 kV no caso de SC) e consumidores secundários (220 V, também no caso de SC).

Para se modelar a rede de distribuição, necessita-se modelar os componentes que fazem parte da mesma. Neste capítulo serão abordados os conceitos relativos à modelagem dos componentes necessários a fim de realizar as simulações de descargas atmosféricas no software ATP-EMTP. No intuito de preparar as simulações, os componentes e a rede serão modelados no software ATPDraw, um pré-processador do ATP-EMTP. Ainda, os valores dos componentes serão baseados em trabalhos da literatura e em dados da concessionária de distribuição de energia elétrica em SC, ou seja, a Celesc Distribuição S.A.

4.2 Modelagem da Linha de Distribuição

Os principais modelos de linha de distribuição são os modelos π , modelo de Bergerron e o modelo de J. Marti. Este último leva em consideração os parâmetros distribuídos $R(\omega)$, $C(\omega)$, $L(\omega)$ e $G(\omega)$, que são dependentes da frequência (Paz 2010). Para este trabalho, será utilizado o modelo de J. Marti, onde para estudos de descargas atmosféricas os parâmetros geralmente são calculados para a frequência de 500 kHz, com velocidade de propagação da onda assumida igual à velocidade da luz (Cabral et al. 2012). Além disso, é necessário conhecer: o raio interno e externo do condutor da linha, sua resistência, altura do condutor em relação ao solo (tanto no poste quanto no meio do vão entre um poste e outro).

O que geralmente acontece nas redes secundárias: ocorre a distribuição aérea em média tensão (13,8 kV) e, em postes específicos, há um transformador abaixador para ocorrer a passagem para 220 V. Neste trabalho são considerados os parâmetros vinculados à média tensão.

Primeiramente, os cabos utilizados para distribuição em redes urbanas podem ser

de alumínio ou cobre, com diferentes tamanhos de seções. Para este trabalho, optou-se por cabos de alumínio de seção AWG 2, conforme abaixo:

Tabela 4 – Condutores padrão (CELESC 2014)

| Condutores CA para redes urbanas | | | | |
|---|-------|-------|--------|--------|
| Seção (mm ²) | 53,52 | 67,35 | 107,41 | 170,48 |
| Seção (AWG/MCM) | 1/0 | 2/0 | 4/0 | 336,4 |
| Condutores CAA para redes urbanas | | | | |
| Seção (mm ²) | 39,19 | 62,44 | 125,09 | 198,38 |
| Seção (AWG/MCM) | 2 | 1/0 | 4/0 | 336,4 |
| Condutores CU para redes urbanas/litorâneas | | | | |
| Seção (mm ²) | 25 | 35 | 50 | 120 |

Além disso, é necessário conhecer os diâmetros do cabo completo (externo) e de um condutor (interno). Estes dados estão disponíveis na Tabela 5:

Tabela 5 – Características condutores padrão (CELESC 2015)

| Seção | Tipo de Cabo | Número de Fios | | Diâmetro dos Fios | | Diâmetros | | Seção Nominal | Massa Nominal | RMC | Raio Médio Geométrico a 60Hz |
|--------------|--------------|----------------|-----|-------------------|------|---------------|----------|---------------|---------------|--------|------------------------------|
| | | | | (mm) | (mm) | (mm) | (mm) | | | | |
| (AWG ou MCM) | | Al | Aço | Al | Aço | Cabo Completo | Alma Aço | (mm²) | (kg/km) | (kN) | (mm) |
| 4 | CA | 7 | - | 1,96 | - | 5,88 | - | 21,12 | 58,2 | 3,91 | 2,13 |
| | CAA | 6 | 1 | 2,12 | 2,12 | 6,36 | 2,12 | 24,71 | 85,6 | 8,30 | 2,44 |
| 2 | CA | 7 | - | 2,47 | - | 7,41 | - | 33,54 | 92,5 | 5,99 | 2,69 |
| | CAA | 6 | 1 | 2,67 | 2,67 | 8,01 | 2,67 | 39,19 | 135,8 | 12,65 | 3,08 |
| 1/0 | CA | 7 | - | 3,12 | - | 9,36 | - | 53,52 | 147,6 | 8,84 | 3,39 |
| | CAA | 6 | 1 | 3,37 | 3,37 | 10,11 | 3,37 | 62,44 | 216,2 | 19,46 | 3,88 |
| 2/0 | CA | 7 | - | 3,50 | - | 10,50 | - | 67,35 | 185,7 | 11,12 | 3,81 |
| | CAA | 6 | 1 | 3,78 | 3,78 | 11,34 | 3,78 | 78,55 | 272,0 | 23,53 | 4,36 |
| 4/0 | CA | 7 | - | 4,42 | - | 13,26 | - | 107,41 | 296,1 | 17,01 | 4,81 |
| | CAA | 6 | 1 | 4,77 | 4,77 | 14,31 | 4,77 | 125,09 | 433,2 | 37,06 | 5,50 |
| 336,4 | CA | 19 | - | 3,38 | - | 16,90 | - | 170,48 | 470,0 | 27,27 | 6,40 |
| | CAA | 26 | 7 | 2,89 | 2,25 | 18,29 | 6,75 | 198,38 | 689,9 | 62,91 | 7,42 |
| 477 | CA | 19 | - | 4,02 | - | 20,10 | - | 241,15 | 664,9 | 37,01 | 7,62 |
| | CAA | 26 | 7 | 3,44 | 2,68 | 21,80 | 8,03 | 281,14 | 978,0 | 87,18 | 8,84 |
| 636 | CA | 37 | - | 3,33 | - | 23,31 | - | 322,24 | 888,4 | 50,44 | 8,95 |
| | CAA | 26 | 7 | 3,97 | 3,09 | 25,15 | 9,27 | 374,33 | 1301,7 | 111,90 | 10,21 |
| 1113 | CA | 61 | - | 3,43 | - | 30,87 | - | 563,65 | 1554,0 | 87,25 | 11,93 |

E por fim, para a resistência elétrica do cabo, consideramos o pior caso possível (temperatura de 75 °C):

Tabela 6 – Características condutores padrão (CELESC 2015)

| Seção | Tipo de Cabo | Código Comercial | Reatância (ohm/km) | Resistência Elétrica Máxima | | Capacidade de Condução de Corrente ⁽¹⁾ (A) | | | | Código CELESC |
|--------------|--------------|------------------|---------------------------|-----------------------------|--------|--|------|------|-----|---------------|
| | | | | (ohm/km) | | Temp. Ambiente (°C) | | | | |
| (AWG ou MCM) | | | | 20 °C | 75 °C | 25 | 30 | 35 | 40 | |
| 4 | CA | ROSE | 0,3740 | 1,3606 | 1,6667 | 154 | 146 | 137 | 128 | 5274 |
| | CAA | SWAN | 0,4495 | 1,3545 | 1,7159 | 157 | 148 | 139 | 130 | 5283 |
| 2 | CA | IRIS | 0,3576 | 0,8567 | 1,0466 | 206 | 195 | 183 | 170 | 5275 |
| | CAA | SPARROW | 0,4167 | 0,8541 | 1,1089 | 208 | 197 | 185 | 172 | 5284 |
| 1/0 | CA | POPPY | 0,3379 | 0,5369 | 0,6594 | 275 | 261 | 245 | 228 | 5276 |
| | CAA | RAVEN | 0,3871 | 0,5360 | 0,8891 | 278 | 263 | 247 | 230 | 5285 |
| 2/0 | CA | ASTER | 0,3314 | 0,4267 | 0,5217 | 318 | 301 | 283 | 263 | 5277 |
| | CAA | QUAIL | 0,3740 | 0,4261 | 0,5807 | 319 | 302 | 284 | 264 | 5286 |
| 4/0 | CA | OXLIP | 0,3130 | 0,2675 | 0,3281 | 425 | 402 | 378 | 351 | 5279 |
| | CAA | PENGUIN | 0,3445 | 0,2676 | 0,3839 | 424 | 401 | 376 | 350 | 5288 |
| 336,4 | CA | TULIP | 0,2913 | 0,1686 | 0,2073 | 570 | 538 | 505 | 469 | 5280 |
| | CAA | LINNET | 0,2802 | 0,1699 | 0,2034 | 577 | 545 | 516 | 479 | 5292 |
| 477 | CA | COSMOS | 0,2782 | 0,1192 | 0,1467 | 702 | 663 | 622 | 577 | 5282 |
| | CAA | HAWK | 0,2671 | 0,1199 | 0,1437 | 719 | 679 | 637 | 591 | 5295 |
| 636 | CA | ORCHID | 0,2661 | 0,0892 | 0,1102 | 842 | 795 | 746 | 691 | 25445 |
| | CAA | GROSBEAK | 0,2559 | 0,0900 | 0,1079 | 862 | 814 | 763 | 707 | 5296 |
| 1113 | CA | MARIGOLD | 0,2444 | 0,0510 | 0,0643 | 1190 | 1122 | 1051 | 974 | 29511 |

Para fins de simulação, consideraremos o valor de 20 m para o vão máximo de linha entre um poste e outro e a resistividade do solo de $1000 \Omega.m$. O componente e os dados finais, colocados para modelagem no ATPDraw, estão disponibilizados nas Figuras 10 e 11:

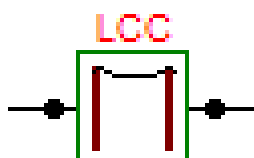


Figura 9 – Modelo da linha no ATPDraw

Line/Cable Data: line2

Model Data Nodes

| # | Ph.no. | Rin [cm] | Rout [cm] | Resis [ohm/km DC] | Horiz [m] | Vtower [m] | Vmid [m] |
|---|--------|-------------|--------------|----------------------|--------------|---------------|-------------|
| 1 | 1 | 0.1335 | 0.4005 | 1.1089 | 0 | 9.3 | 9.3 |

Add row Delete last row Insert row copy

Move

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 10 – Parâmetros da linha no ATPDraw

4.3 Modelagem do Isolador

Os isoladores são dispositivos para proteção da rede de distribuição contra surtos de tensão. Há vários tipos de isoladores, e um dos mais comuns é o de porcelana, ilustrado abaixo:



Figura 11 – Isolador de porcelana

O isolador possui um patamar de tensão crítica chamado *Critical Flashover Over-voltage* (CFO). Caso o pico da sobretensão causada pela descarga atmosférica supere esse patamar por um determinado período de tempo, acontece uma falha no equipamento. Por esse motivo, sua modelagem é caracterizada como uma chave controlada por tensão (CFO) e uma capacitância em paralelo, normalmente de 60 pF (NETO, 2015 apud SILVA, 2015). A figura esquemática no ATPDraw é a seguinte:

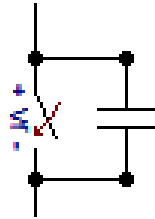


Figura 12 – Modelagem do isolador no ATPDraw

Obtemos o valor de CFO de 125 kV para o caso abordado, conforme tabela abaixo.

Tabela 7 – Entre partes energizadas à fase ou à terra em pontos fixos (CELESC 2014)

| Tensão U kV | Tensão suportável nominal sob impulso atmosférico kV | Afastamento mínimo mm | |
|------------------|---|--------------------------|-------------------------|
| | | Fase-fase (Valor X) | Fase-terra (Valor Y) |
| 13,8 | 125 | 190 | 170 |
| 23,1 | 150 | 230 | 200 |
| 34,5 | 170 | 270 | 230 |

4.4 Modelagem do Poste

A altura mínima definida pela Celesc nos postes de média tensão é de 11 m (CELESC 2014). Este valor será adotado como referência, e não será considerado decaimento da linha no vão entre um poste e outro. Um exemplo de poste de distribuição comum é mostrado abaixo:



Figura 13 – Poste de distribuição

Por padrão, serão considerados postes de concreto armado com duplo "T", de altura 11 m e carga nominal de 300 daN. O modelo de um poste de distribuição é caracterizado como uma impedância, associada em série com a resistência de aterramento da base do poste e, para o caso de postes sucessivos, estas também estarão conectadas em série. Determina-se a impedância do poste através da equação (Cabral et al. 2012):

$$Z_{poste} = 60 \ln(2\sqrt{2} \frac{H_c}{r}) - 60 \quad (4.1)$$

Onde H_c é a altura média dos postes (m) e r_c é o raio médio da base (m). Já para a resistência de aterramento tem-se

$$R_g = \frac{\rho_{solo}}{2\pi l} [\ln \frac{4l}{a} - 1] \quad (4.2)$$

que é função da resistividade do solo ($\Omega.m$), comprimento de eletrodo l (m) e raio do eletrodo (m). O modelo de poste descrito anteriormente é o abaixo:

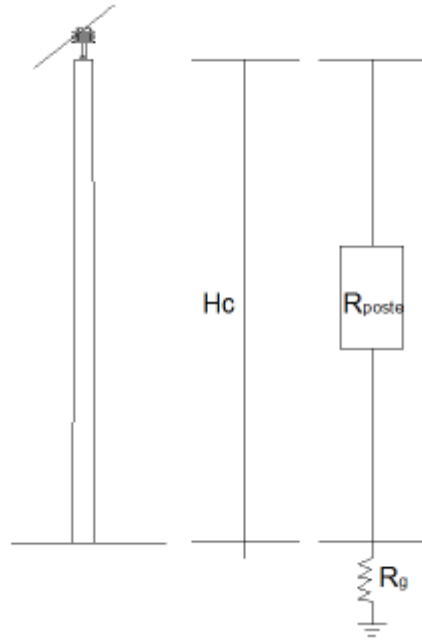


Figura 14 – Modelo de Poste (Silva 2015)

A resistência de aterramento R_g não deve ultrapassar $10 \, \Omega$ em nenhuma época do ano, logo, este valor máximo será utilizado para fins de simulação (CELESC 2001). Além disso, a profundidade de engastamento do poste (isto é, o comprimento do poste que é enterrado embaixo do chão) é calculado, em metros, a partir da equação

$$e = \frac{L}{10} + 0,6 \quad (4.3)$$

Onde L é a altura total do poste (m). Para o poste padrão escolhido, de 11 m, temos que seu engastamento é de 1,7 m. Assim, a altura efetiva do poste em relação ao chão é de $11 - 1,7 = 9,3$ m. Ainda, a base do poste de face A é de 0,448 m e a base do poste na face B é de 0,330 m (CELESC 2014). Logo, para se calcular o raio r da base do poste, é necessário fazer

$$\pi r^2 = AB \quad (4.4)$$

$$r = \sqrt{\frac{(0,448)(0,330)}{\pi}} = 0,217 \, m \quad (4.5)$$

Logo, com este valor, calcula-se a resistência do poste usando a equação 4.1:

$$Z_{poste} = 60 \ln\left(2\sqrt{2} \frac{9,3}{0,217}\right) - 60 \approx 227,86 \, \Omega \quad (4.6)$$

4.5 Modelagem do Para-Raios

O equipamento que faz a proteção dos dispositivos da rede contra descargas atmosféricas é chamado de para-raios, ou supressor de surto. É formado basicamente por uma haste de metal de pequena resistência, utilizada para "atrair" o raio e oferecer um caminho de descida até a terra.

Para o caso de para-raios adequado à norma da Celesc, será considerado um para-raio polimérico, de resistor não-linear à óxido metálico, sem centelhadores, de classe 1 (destinado à distribuição até 34,5 kV).

O IEEE recomenda o seguinte circuito para modelagem do para-raios (IEEE 1992), já colocado no ATPDraw:

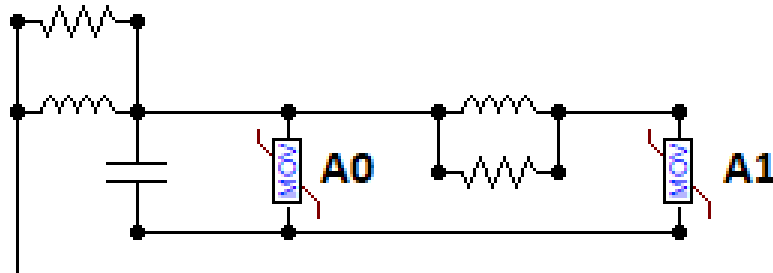


Figura 15 – Modelagem do para-raios no ATPDraw

Onde os dois componentes "MOV" representam resistores não-lineares. Com as seguintes equações específicas para obtenção dos valores dos componentes (da esquerda para direita, em relação à figura anterior):

$$L_0 = 0.2 d/n \text{ } (\mu H) \quad (4.7)$$

$$R_0 = 100 d/n \text{ } (\Omega) \quad (4.8)$$

$$C = 100 n/d \text{ } (pF) \quad (4.9)$$

$$L_1 = 15 d/n \text{ } (\mu H) \quad (4.10)$$

$$R_1 = 65 d/n \text{ } (\Omega) \quad (4.11)$$

Onde d representa a altura do para-raios (m) e n é o número de colunas paralelas dos discos óxido-metálicos. No intuito de obter estes valores, tem-se como referência:

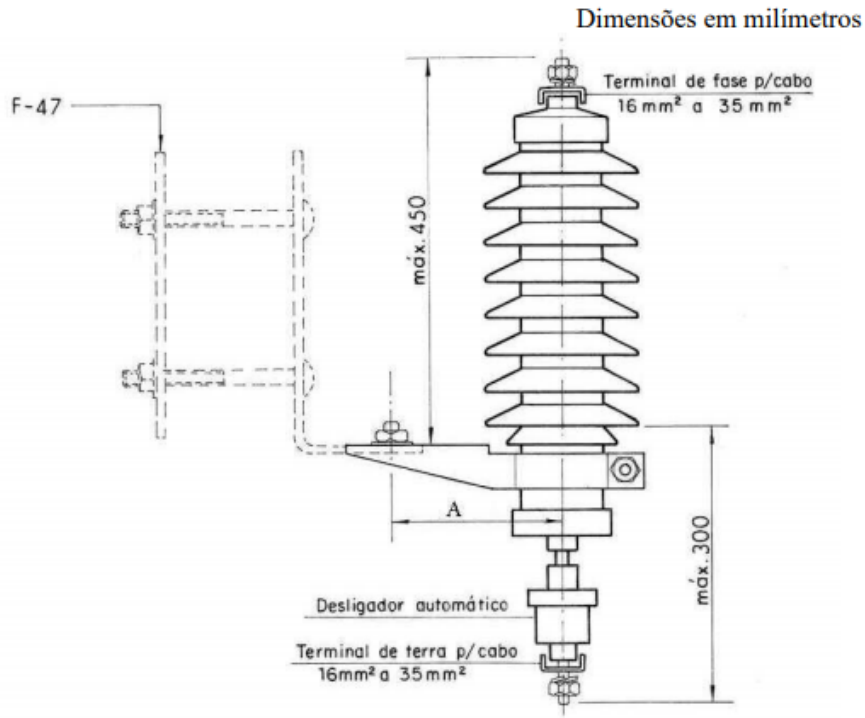


Figura 16 – Padronização de para-raios de distribuição (CELESC 2012)

Assim, com $n = 1$ e $d = 0.75 \text{ m}$, os valores dos componentes (previamente mostrados) serão:

$$L_0 = 0.15 \mu H \quad (4.12)$$

$$R_0 = 75 \Omega \quad (4.13)$$

$$C = 133,33 \text{ pF} \quad (4.14)$$

$$L_1 = 11.25 \mu H \quad (4.15)$$

$$R_1 = 48.75 \Omega \quad (4.16)$$

Além disso, para modelagem dos resistores não-lineares, se adotará os seguintes valores (considerando A_0 o da esquerda e A_1 o da direita) (Silva 2015):

Tabela 8 – Parâmetros dos resistores não-lineares

| $I(A)$ | $V_{A_0}(kV)$ | $V_{A_1}(kV)$ |
|--------|---------------|---------------|
| 1 | 12.5 | 12.5 |
| 10 | 22.9 | 22.9 |
| 100 | 24.4 | 24.4 |
| 200 | 24.9 | 24.9 |
| 380 | 25.5 | 25.5 |
| 650 | 26.0 | 26.0 |
| 1110 | 26.6 | 26.6 |
| 1500 | 27.0 | 27.0 |
| 2000 | 27.4 | 27.4 |
| 2800 | 30.1 | 30.1 |
| 100000 | 45.9 | 45.9 |

4.6 Modelagem do Transformador

O transformador, aplicado no sistema de distribuição, é o equipamento que serve para abaixar a tensão de 13.8 kV para 220 V (no caso de SC). Na aplicação proposta, será utilizado o modelo de transformador por fase de um circuito RLC como abaixo:

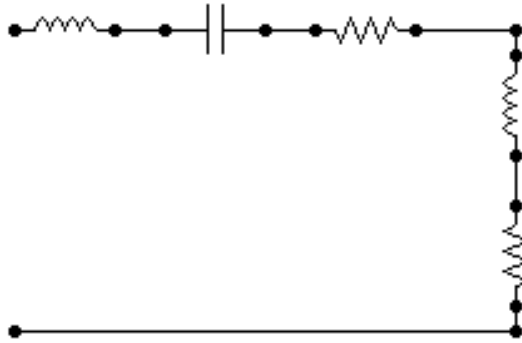


Figura 17 – Modelo de Transformador

Os parâmetros utilizados (considerando índice 1 os elementos mais à esquerda) estão sumarizados à seguir:

$$L_1 = 246 \mu H \quad (4.17)$$

$$R_1 = 70 \Omega \quad (4.18)$$

$$C = 320 pF \quad (4.19)$$

$$L_2 = 54 \mu H \quad (4.20)$$

$$R_2 = 90 \Omega \quad (4.21)$$

4.7 Modelagem do Aterramento

O aterramento considerado no sistema da rede (tanto nos parâ-raios quanto no transformador) é mostrado na Figura 18 (Silva 2015):

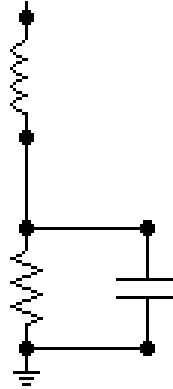


Figura 18 – Modelagem do aterramento no ATPDraw

O valor adotado para a resistência é de $119 \, \Omega$, da capacitância de $1.486 \, \text{pF}$ e uma indutância de $10 \, \mu\text{H}$.

4.8 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado toda a modelagem relativa à rede de distribuição para fazer a modelagem no software ATP. Os valores escolhidos para a modelagem dos componetes foi baseada na literatura existente e em medidas mais atualizadas para determinados aspectos. As simulações à serem feitas a partir destes dados tendem a ser as mais fiéis possíveis observadas na realidade brasileira.

5 Simulação e Resultados

5.1 Introdução

A rede de distribuição básica à ser simulada é composta primordialmente por um alimentador (equivalente à subestação), oito postes interconectados e um transformador com para-raios acoplado, conforme abaixo:

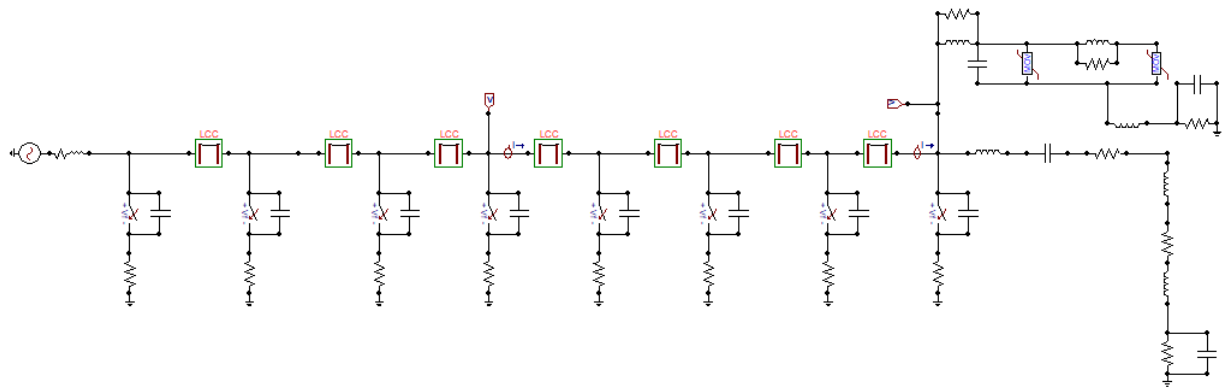


Figura 19 – Modelo de rede de distribuição

Serão obtidos dados de tensão e corrente em três pontos essenciais da rede: no início, próximo ao alimentador; no meio, com quatro postes de cada lado; e no final, próximo ao transformador. Para isto, será simulada a ocorrência de uma descarga atmosférica direta nos três pontos mencionados (tanto a mais comum quanto a mais severa) a fim de analisar o seus impactos na rede. O tempo de simulação da descarga atmosférica será de $100 \mu s$ no caso mais comum e de $350 \mu s$ no impacto de maior gravidade, cessando seus efeitos à partir destes limites.

5.2 Impacto no Início da Rede

Para a descarga atmosférica ocorrendo no início da rede, tem-se a seguinte disposição, com apenas um para-raios no poste do transformador:

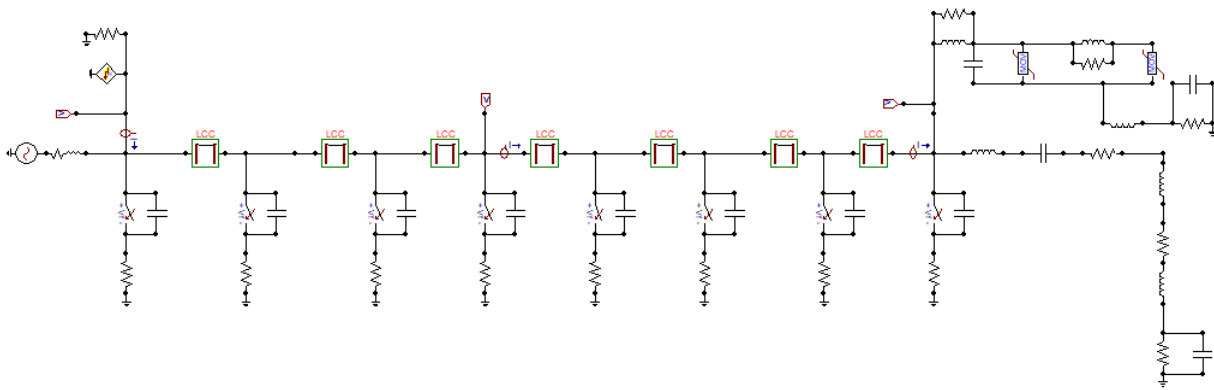


Figura 20 – Simulação para descarga direta no início da rede

Iniciam-se as simulações com o impacto de uma descarga atmosférica comum (42 kA de pico), verificando-se as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, respectivamente:

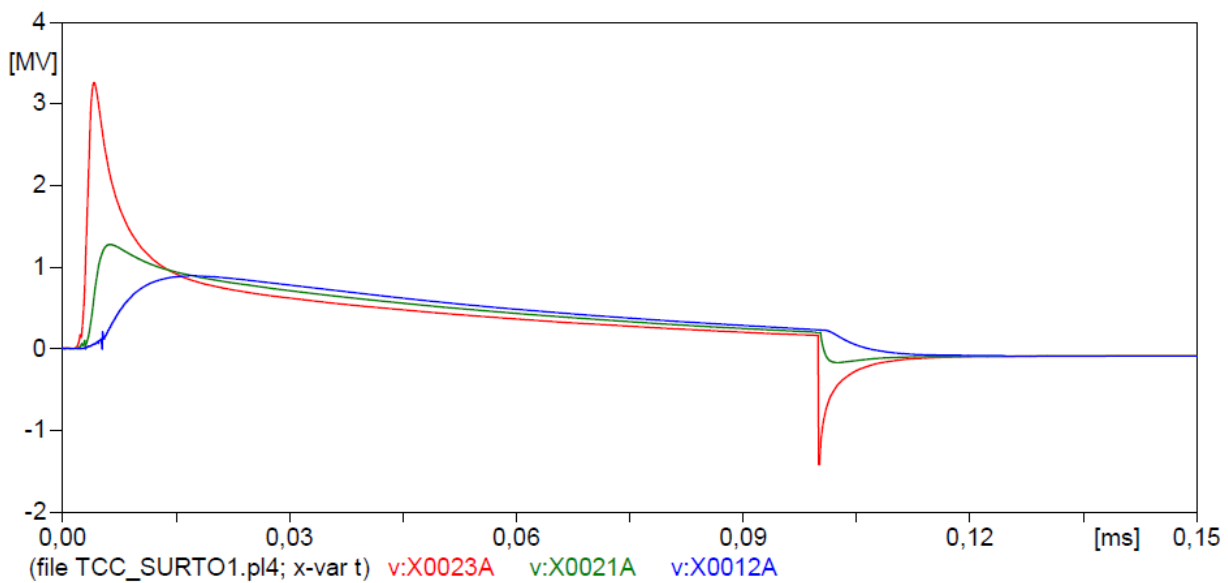


Figura 21 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

As ondas em vermelho representam as simulações exatamente onde a descarga atmosférica incidiu (início da rede), enquanto que as ondas em verde são os resultados obtidos no meio e as em azul, no final (ou seja, onde há o transformador).

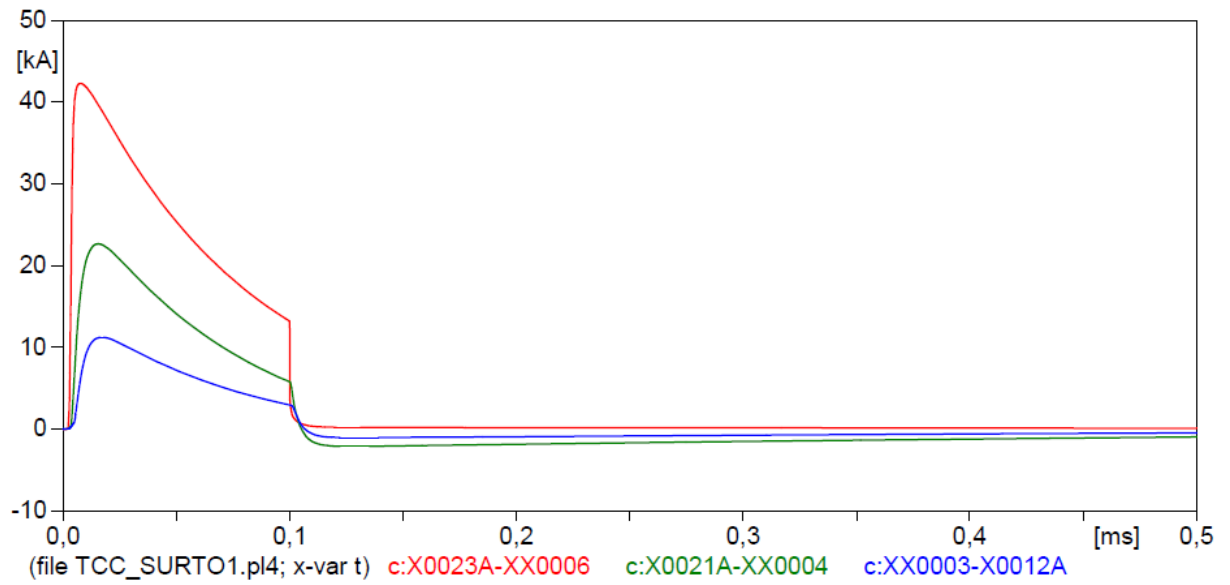


Figura 22 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Agora avalia-se o mesmo local de impacto e disposição de circuito para uma descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico e tempo prolongado:

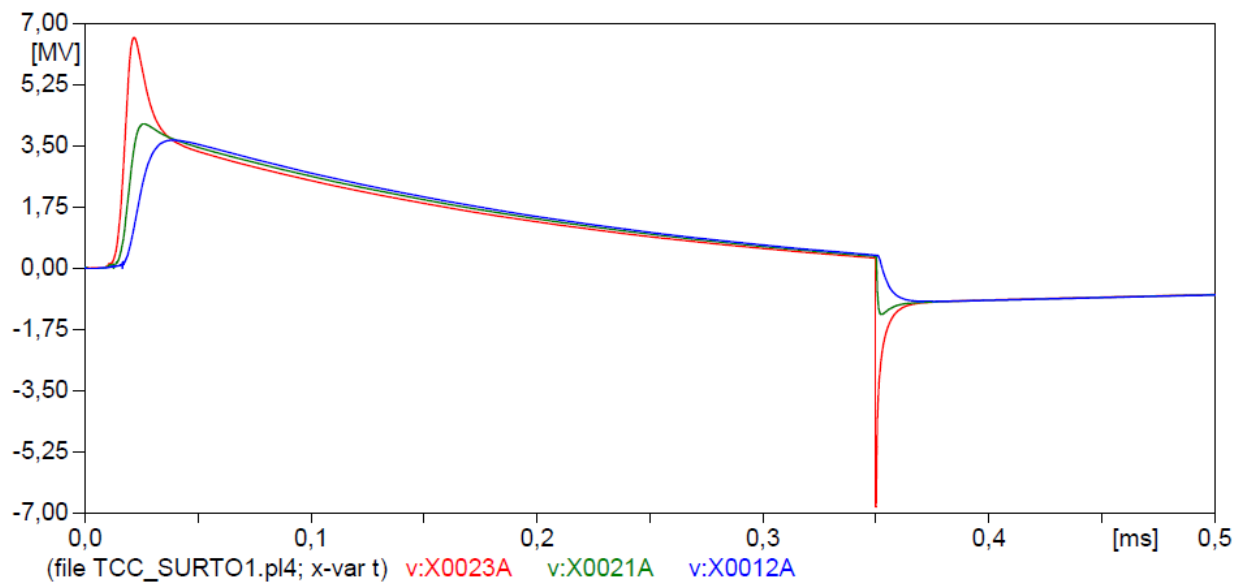


Figura 23 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

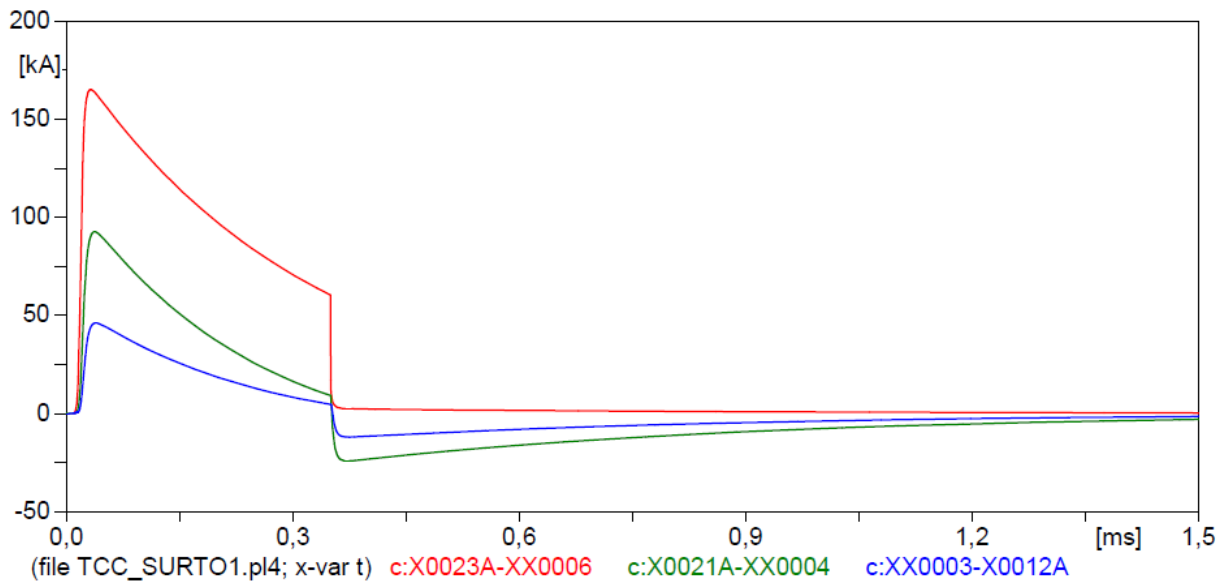


Figura 24 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Desta vez, é simulado uma descarga atmosférica atingindo o início da rede, porém apresentando três pára-raios em pontos estratégicos da rede, conforme a seguinte figura demonstra:

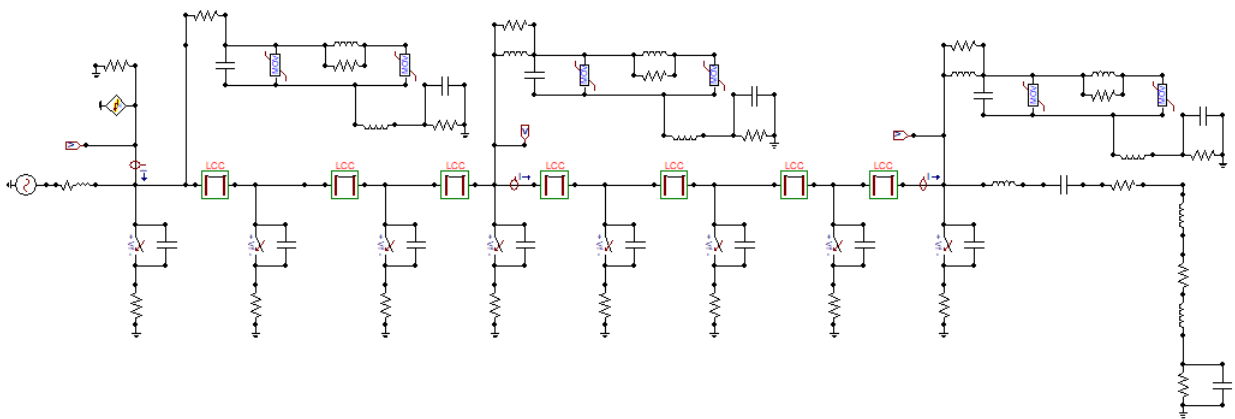


Figura 25 – Simulação para descarga direta no início da rede e três para-raios

Após a simulação, verifica-se outra vez as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, para uma descarga atmosférica comum, respectivamente:

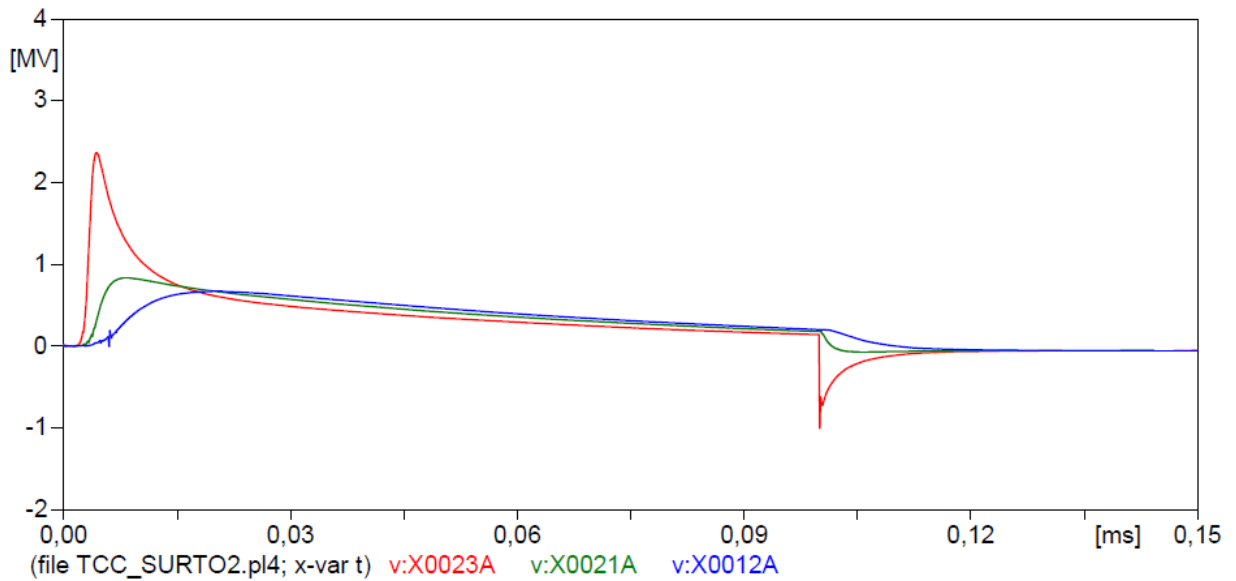


Figura 26 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

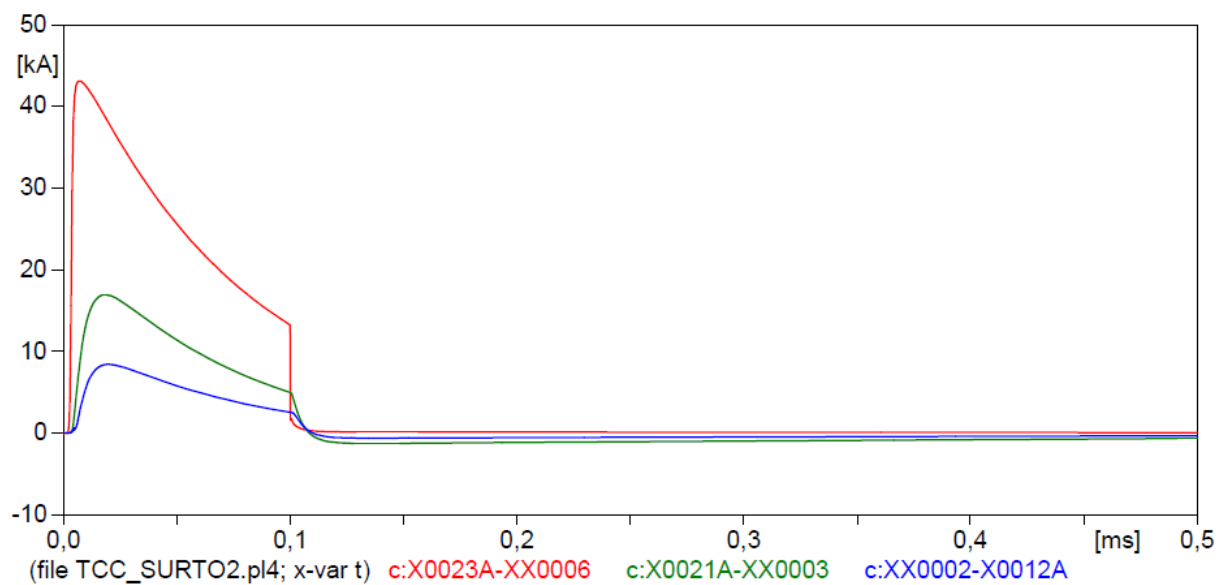


Figura 27 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Apura-se aqui a efetividade da inserção de mais pára-raios nos postes da rede. A sobretensão do lugar de incidência do raio caiu aproximadamente 700 kV. Além disso, nota-se também uma melhora positiva das sobretensões no meio do circuito e no seu final.

Com relação à corrente de linha sentida, observa-se uma queda na corrente de pico tanto no meio da rede quanto no final da rede. Enquanto o primeiro pico estava acima de 20 kA e o segundo acima de 10 kA, ambos se reduziram para abaixo dos respectivos valores. Entretanto, o mesmo não se observa no local de incidência.

Aplicou-se mais uma vez a descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico, e os resultados são mostrados abaixo:

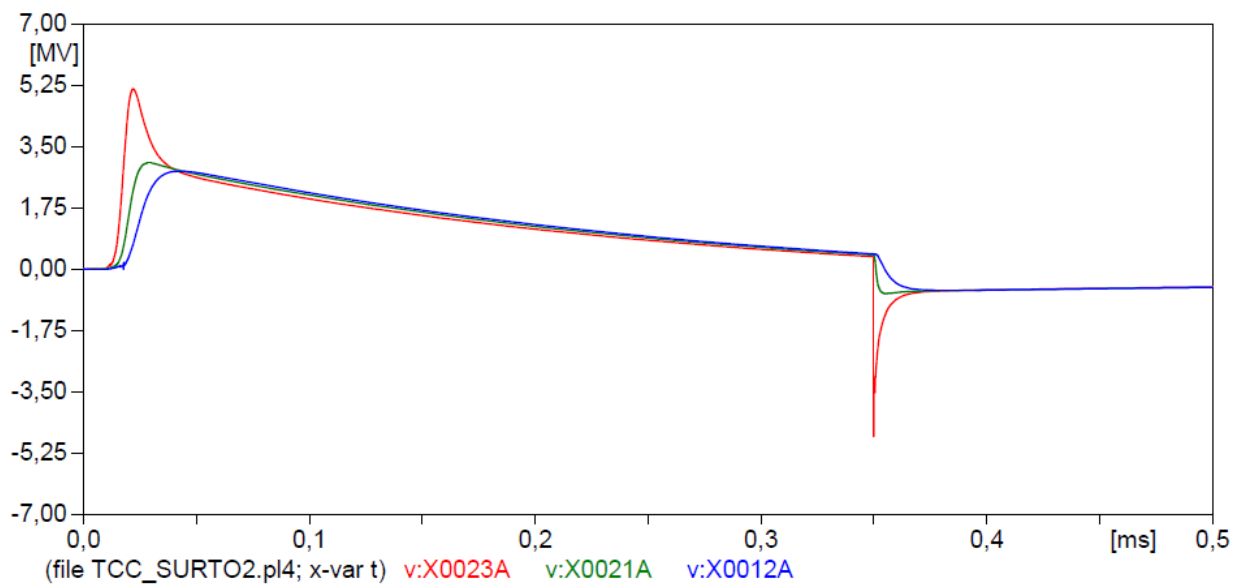


Figura 28 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

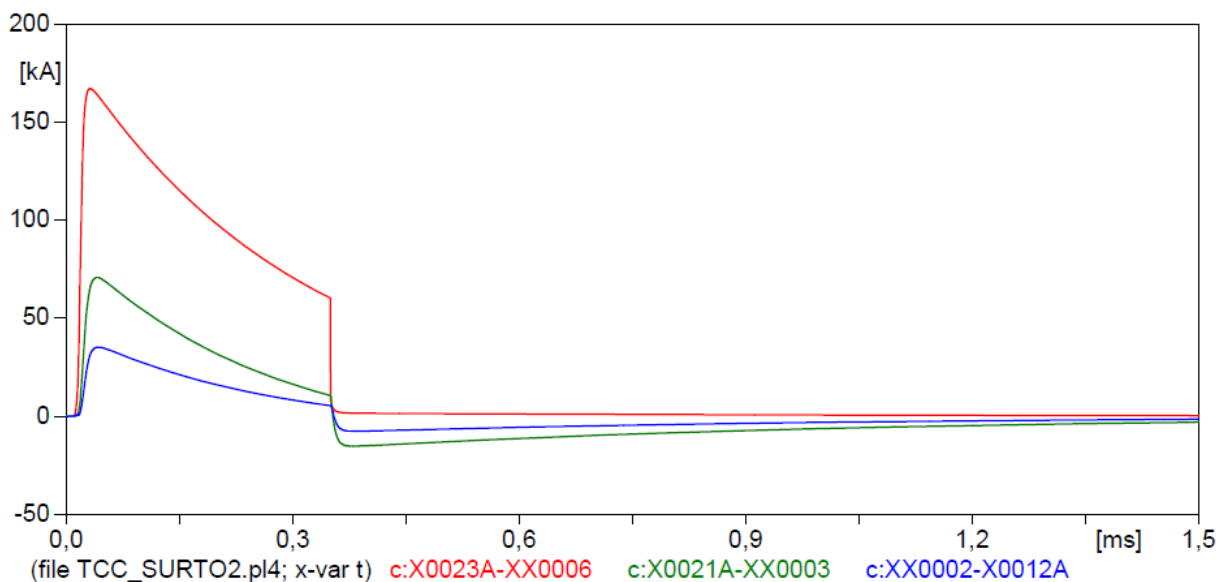


Figura 29 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Novamente, os mesmos comentários feitos acima se aplicam à incidência de uma descarga atmosférica mais grave. Uma queda da sobretensão e sobrecorrente no meio e no final da linha, e apenas da sobretensão no local de incidência. Deve-se lembrar que embora a queda destes valores seja significativa, há ainda a possibilidade do equipamento

(transformador) sofrer algum dano, visto que os detalhes técnicos de suportabilidade dependem do modelo de dispositivo implantado no poste.

A fim de demonstrar o comportamento da tensão e corrente do impacto de 42 kA na rede por um tempo maior de simulação, o circuito foi simulado mais uma vez, ilustrando seus efeitos frente às senóides de 60 Hz habituais durante 0,2 s:

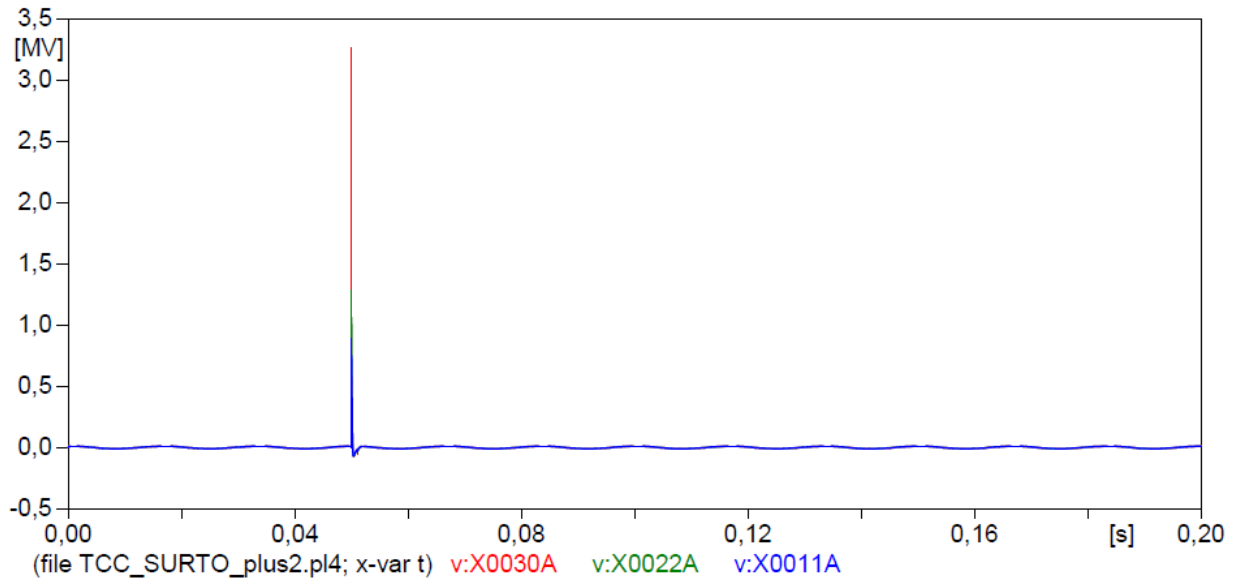


Figura 30 – Forma de onda da tensão na rede

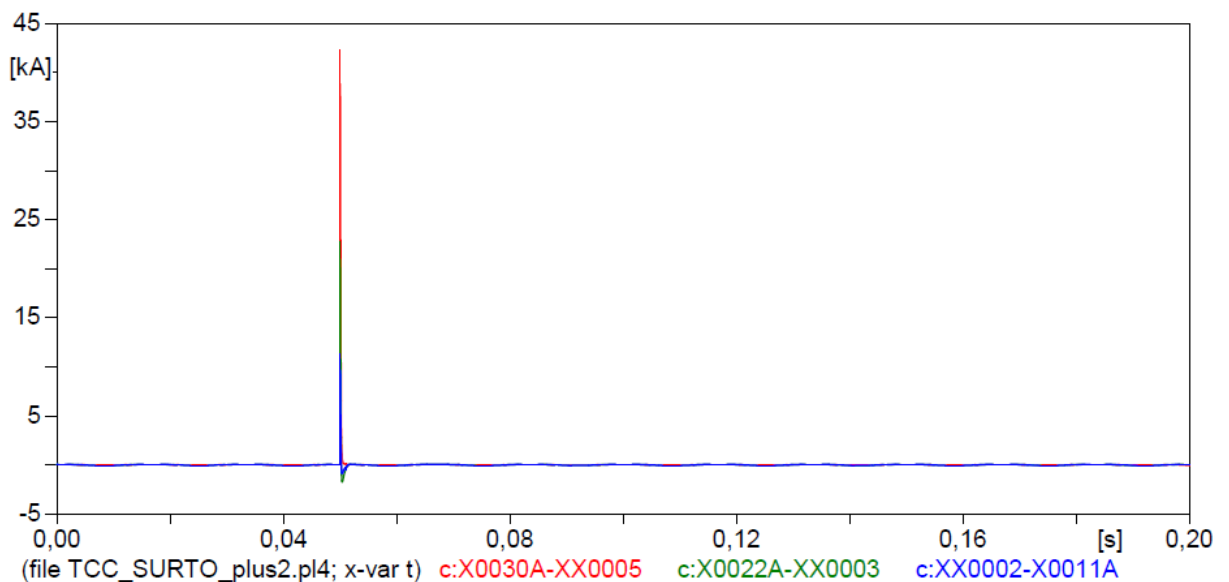


Figura 31 – Forma de onda da corrente na rede

A princípio não se observa nenhum fenômeno "extra" afetando a rede além da descarga direta em si. Entretanto, aproximando-se as duas imagens, obtém-se as seguintes

visualizações:

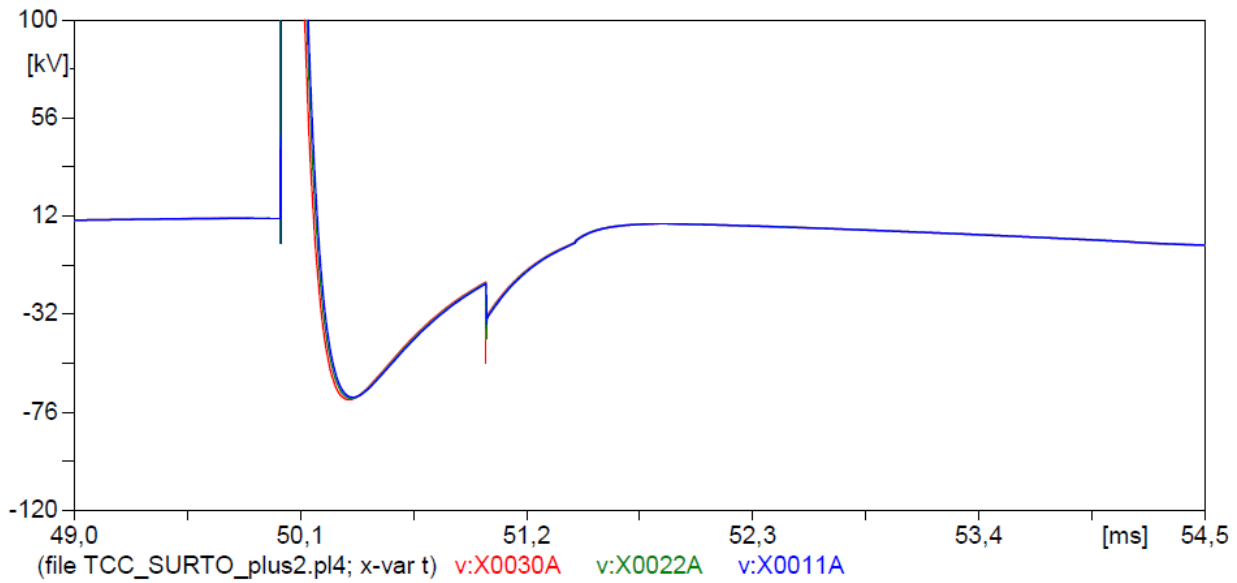


Figura 32 – Forma de onda aproximada da tensão na rede

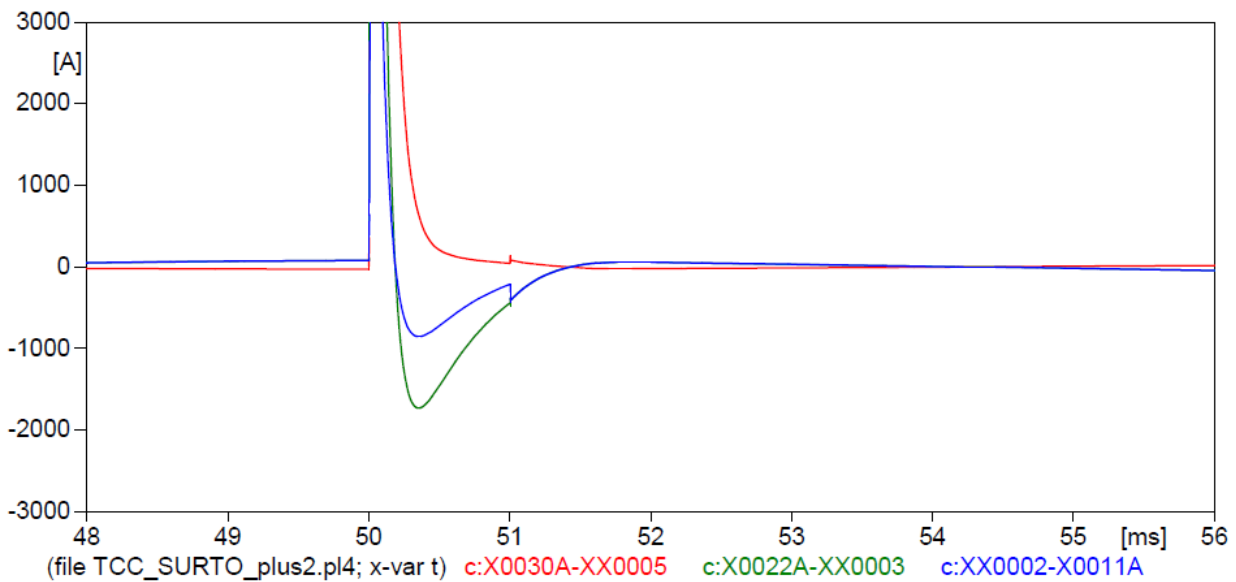


Figura 33 – Forma de onda aproximada da corrente na rede

A corrente e a tensão realizam um pequeno degrau, podendo ser o início de um transitório oscilatório, antes de retornarem à forma de onda senoidal existente nas redes de distribuição. Este fenômeno parece diretamente relacionado ao impacto do raio, porém mais testes são necessários para validar esta hipótese.

5.3 Impacto no Meio da Rede

Para a descarga atmosférica ocorrendo no meio da rede, tem-se a seguinte disposição, com apenas um para-raios no poste do transformador:

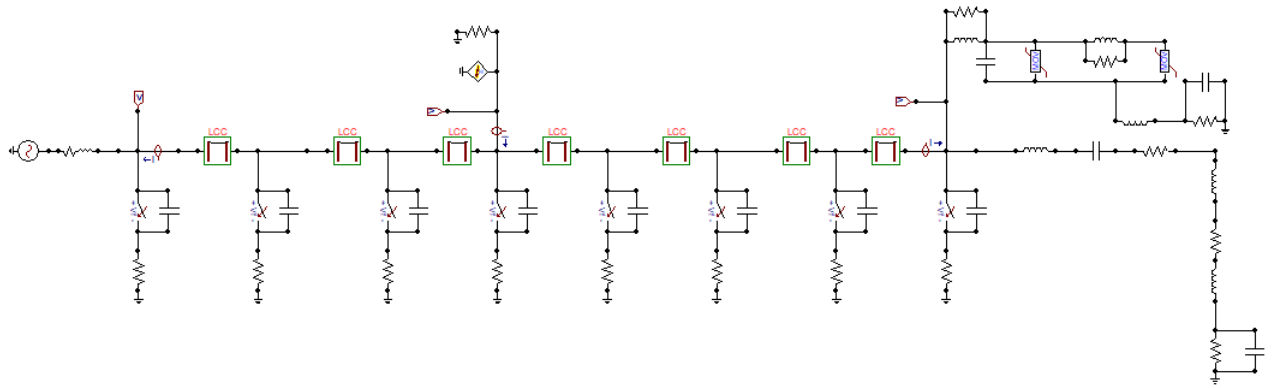


Figura 34 – Simulação para descarga direta no meio da rede

Iniciam-se as simulações com o impacto de uma descarga atmosférica comum (42 kA de pico), verificando-se as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, respectivamente:

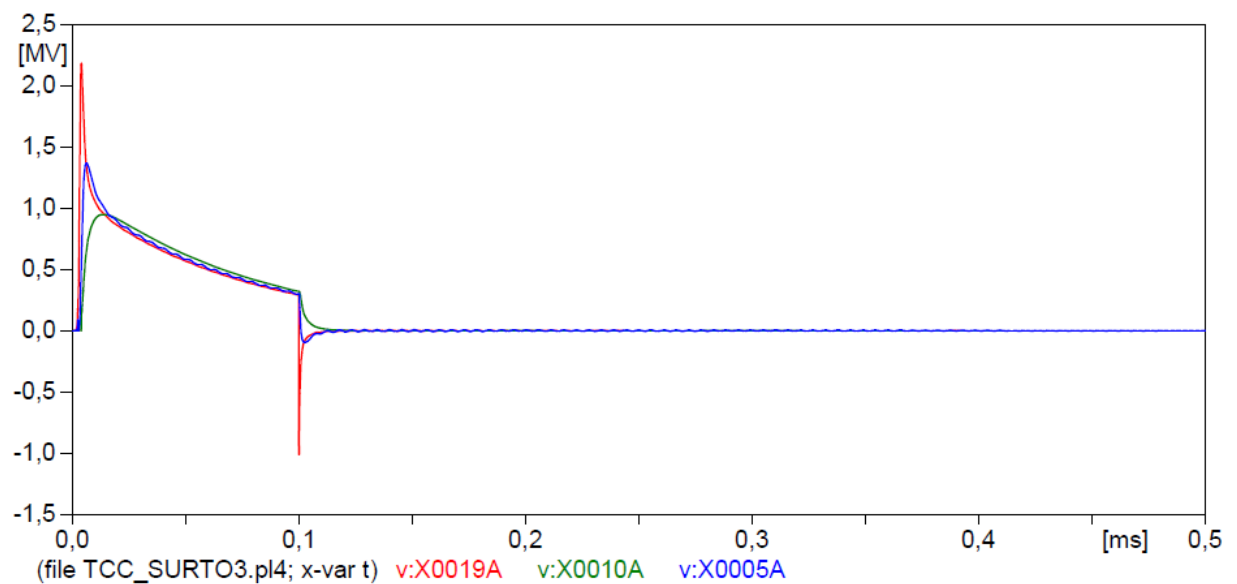


Figura 35 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

As ondas em vermelho representam as simulações exatamente onde a descarga atmosférica incidiu (meio da rede), enquanto que as ondas em verde são os resultados obtidos no final (ou seja, onde há o transformador) e as em azul, no início.

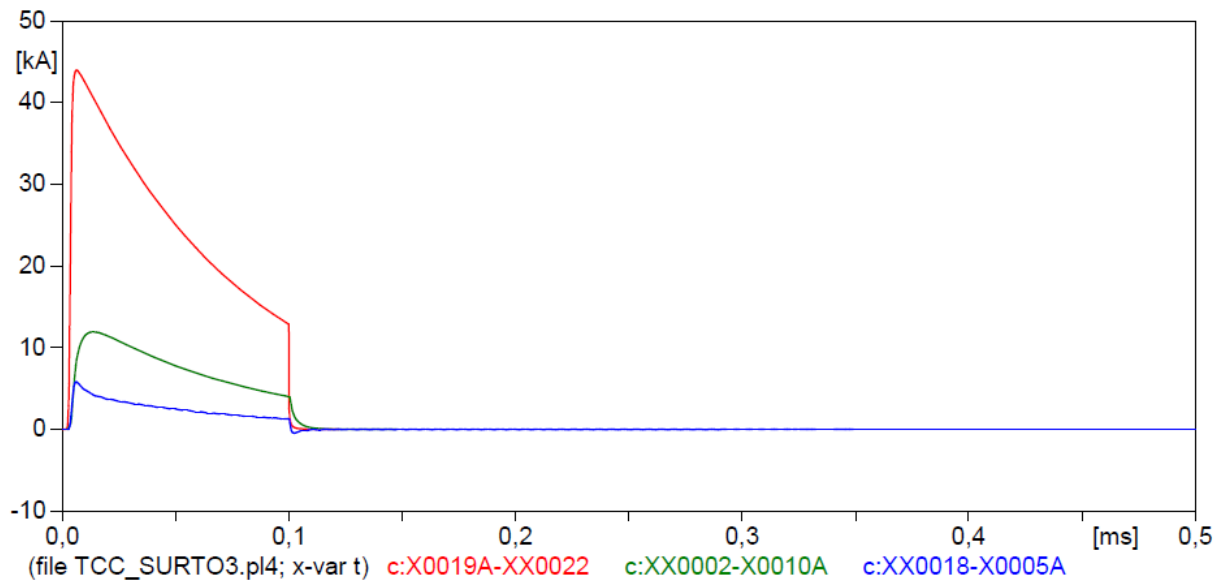


Figura 36 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Agora avalia-se o mesmo local de impacto e disposição de circuito para uma descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico e tempo prolongado:

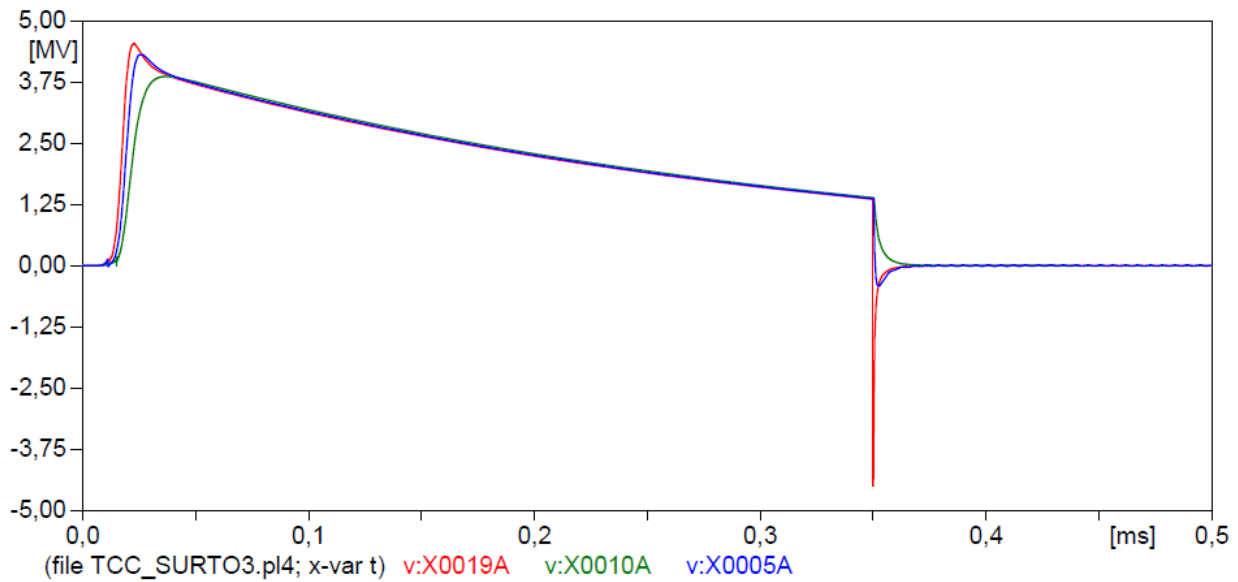


Figura 37 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

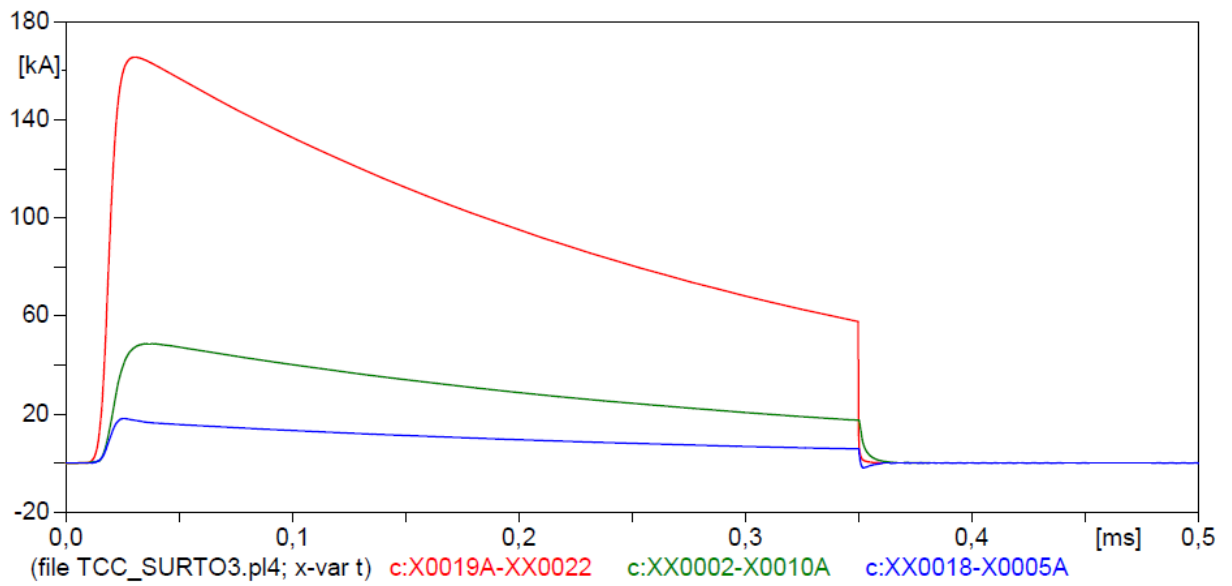


Figura 38 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Em ambas as simulações averigou-se um fenômeno de oscilação da forma de onda iniciado logo após o fim da descarga atmosférica, mostrado nas Figuras 39 e 40:

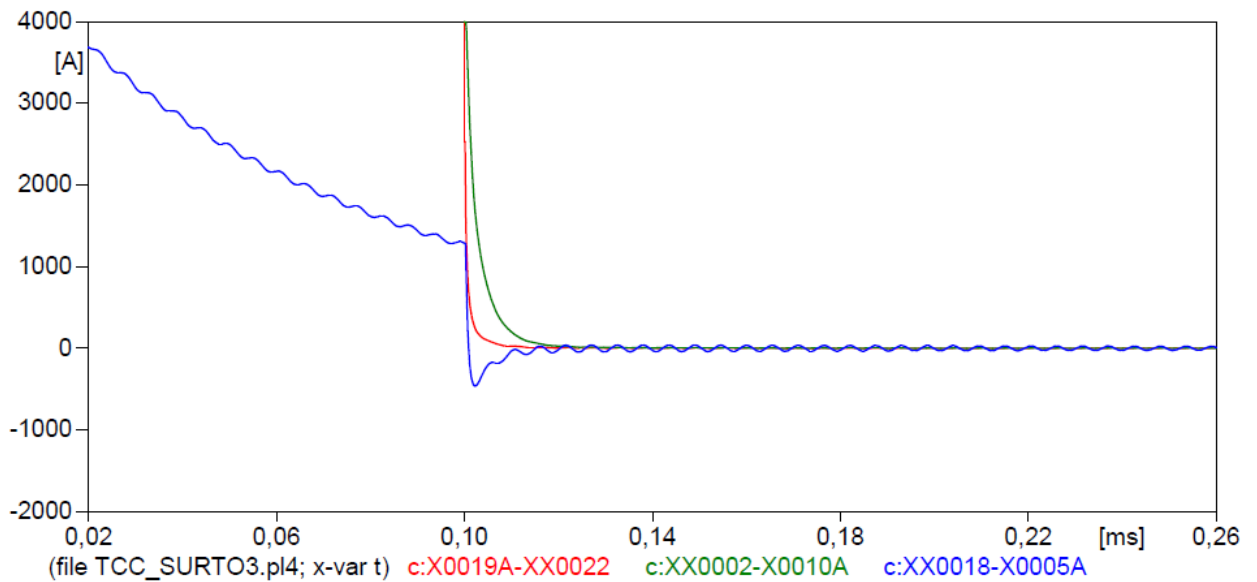


Figura 39 – Fenômeno de oscilação na descarga atmosférica comum

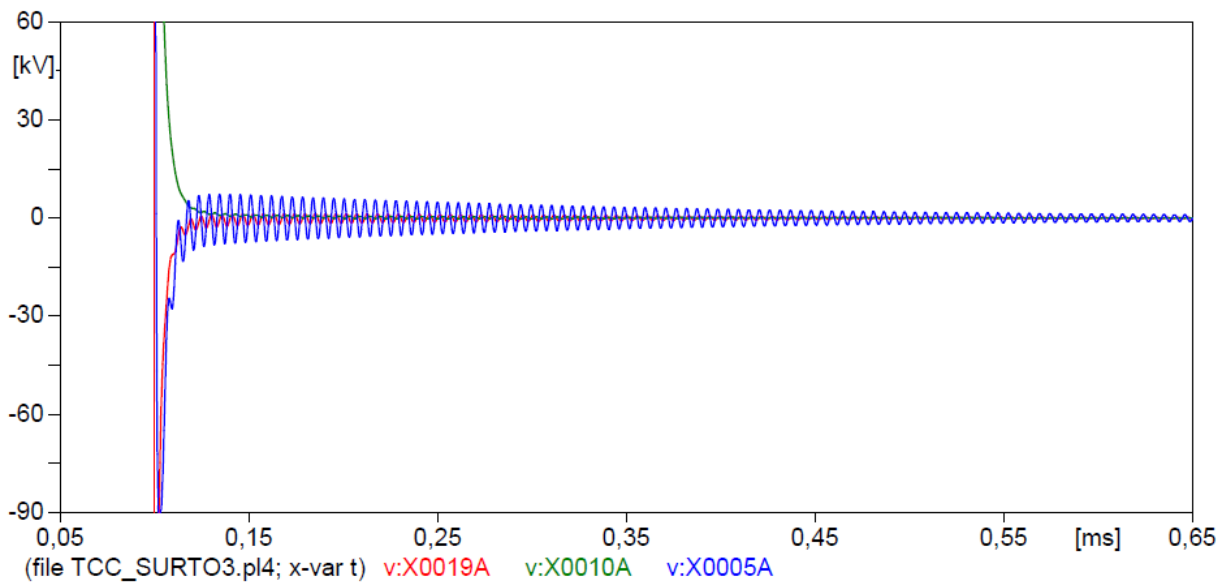


Figura 40 – Fenômeno de oscilação na descarga atmosférica severa

Desta vez, é simulado uma descarga atmosférica atingindo o meio da rede, porém apresentando três pára-raios em pontos estratégicos da rede, conforme a seguinte figura demonstra:

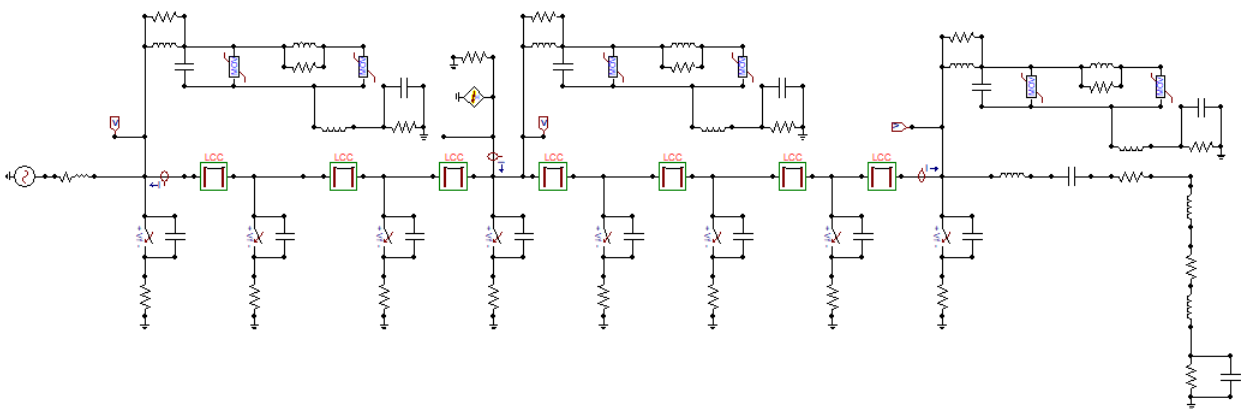


Figura 41 – Simulação para descarga direta no início da rede e três para-raios

Após a simulação, verifica-se outra vez as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, para uma descarga atmosférica comum, respectivamente:

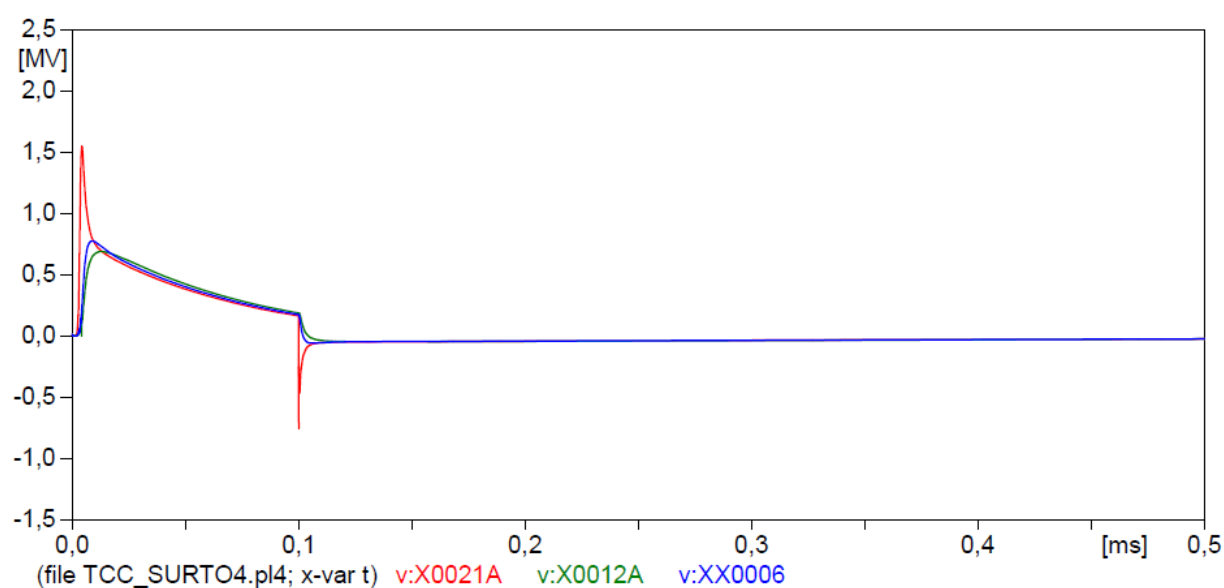


Figura 42 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

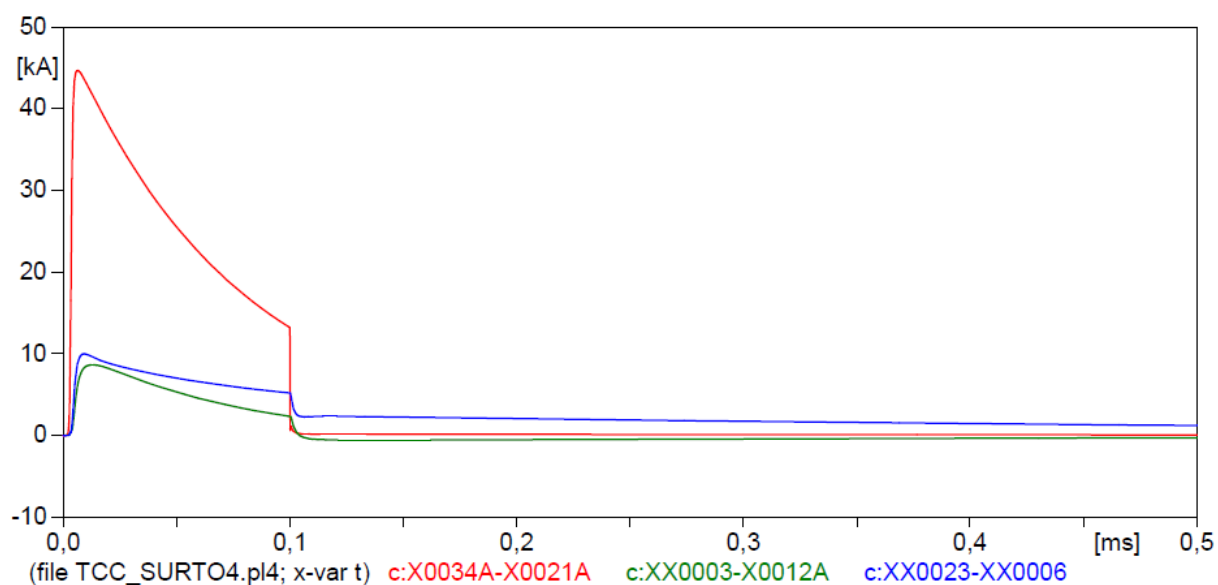


Figura 43 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Apura-se aqui novamente efetividade da inserção de mais pára-raios nos postes da rede. A sobretensão do lugar de incidência do raio caiu aproximadamente 700 kV. Além disso, nota-se também uma melhora positiva das sobretensões no meio do circuito e no seu final.

Com relação à corrente de linha sentida, observa-se uma queda na corrente de pico do final da rede (perto do transformador) e uma subida na corrente de pico do início da

rede. A inserção destes pára-raios ao circuito efetuou um balanço na corrente da linha para ambos os lados em que ela se dividiu. Entretanto, o mesmo não se observa no local de incidência, o qual ela permanece muito semelhante ao circuito anterior.

Aplica-se mais uma vez a descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico, e os resultados são mostrados abaixo:

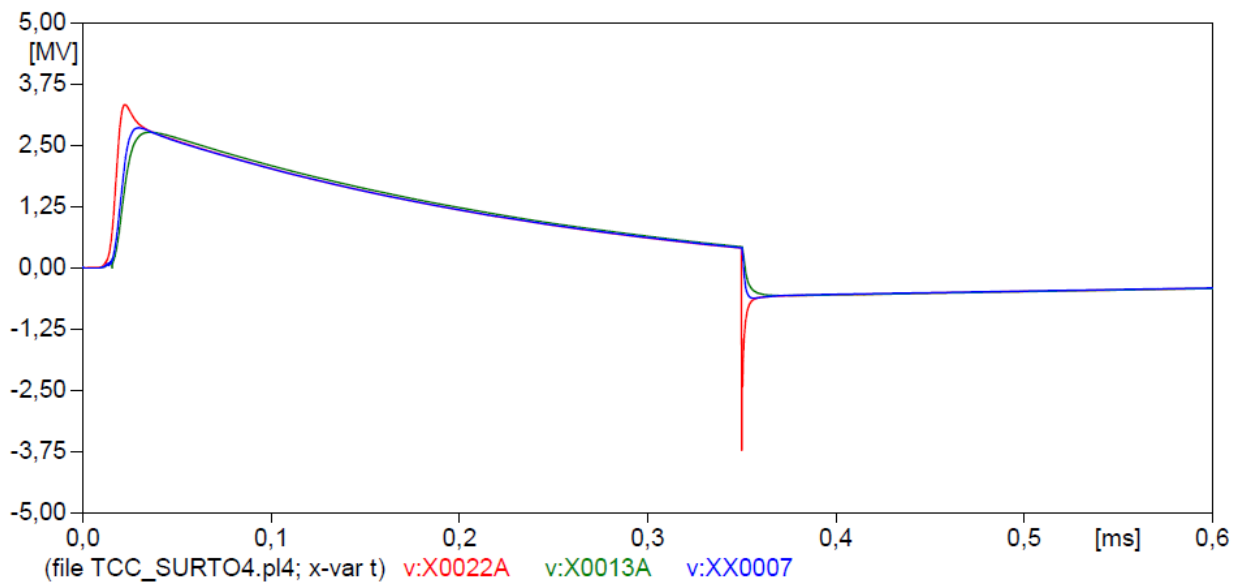


Figura 44 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

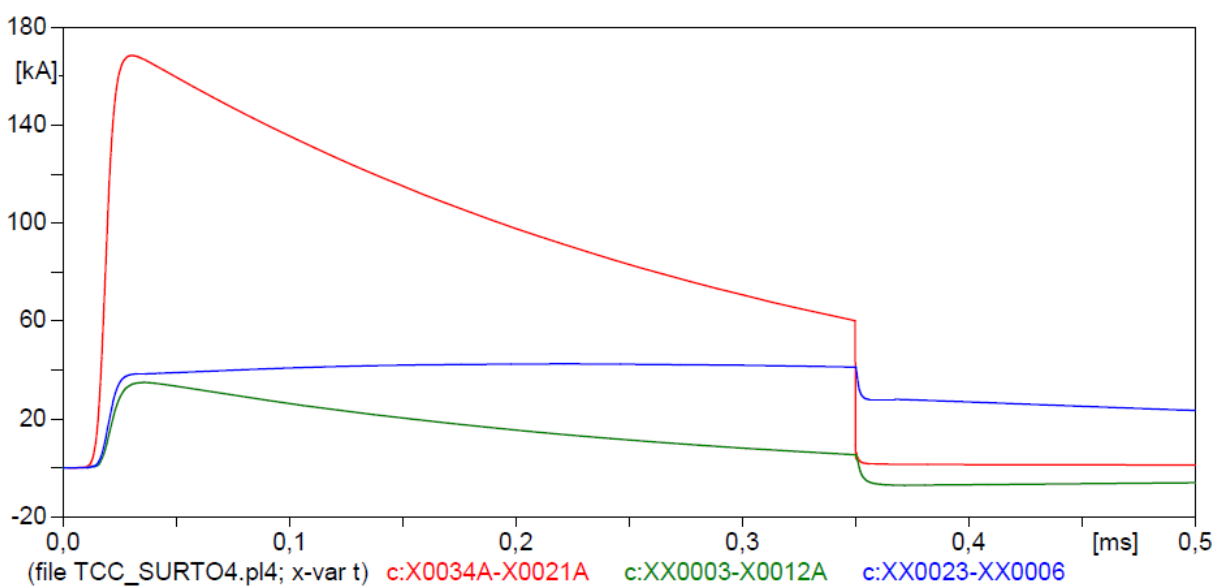


Figura 45 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Não há a ocorrência do fenômeno de oscilação na disposição de circuito com descarga atmosférica mais severa.

Novamente, os mesmos comentários feitos acima se aplicam à incidência de uma descarga atmosférica mais grave. Uma queda da sobretensão e sobrecorrente no meio e no final da linha, e apenas da sobretensão no local de incidência.

5.4 Impacto no Final da Rede

Para a descarga atmosférica ocorrendo no final da rede, tem-se a seguinte disposição, com apenas um para-raios no poste do transformador:

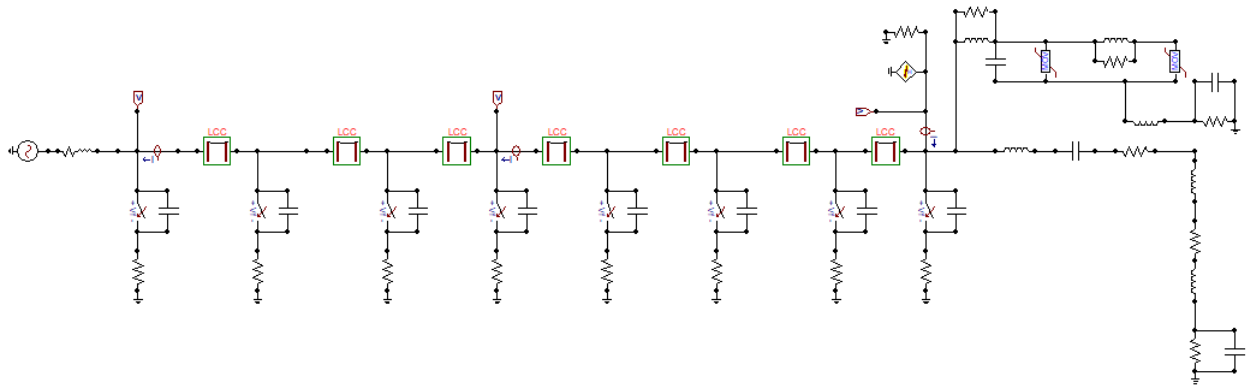


Figura 46 – Simulação para descarga direta no final da rede

Iniciam-se as simulações com o impacto de uma descarga atmosférica comum (42 kA de pico), verificando-se as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, respectivamente:

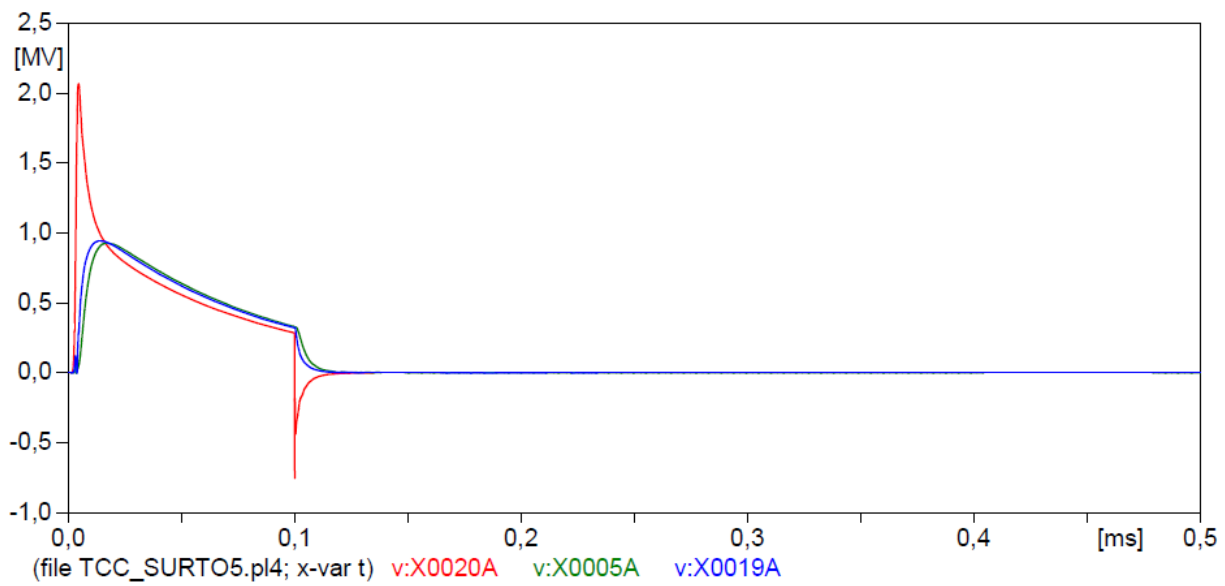


Figura 47 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

As ondas em vermelho representam as simulações exatamente onde a descarga atmosférica incidiu (final da rede, onde há o transformador), enquanto que as ondas em verde são os resultados obtidos no início e as em azul, no meio.

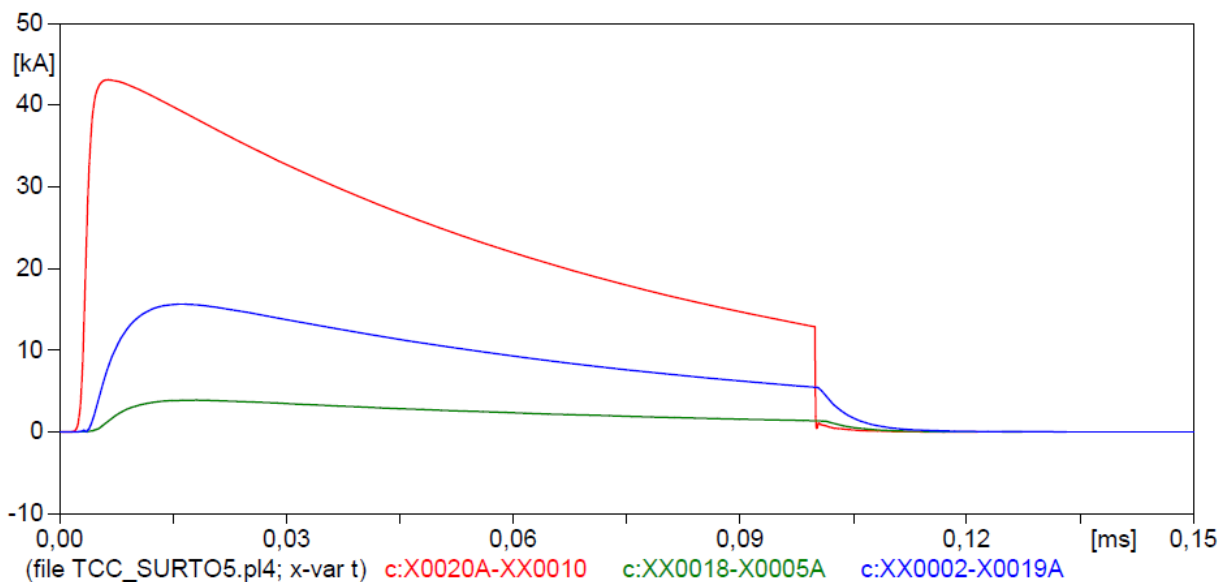


Figura 48 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Agora avalia-se o mesmo local de impacto e disposição de circuito para uma descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico e tempo prolongado:

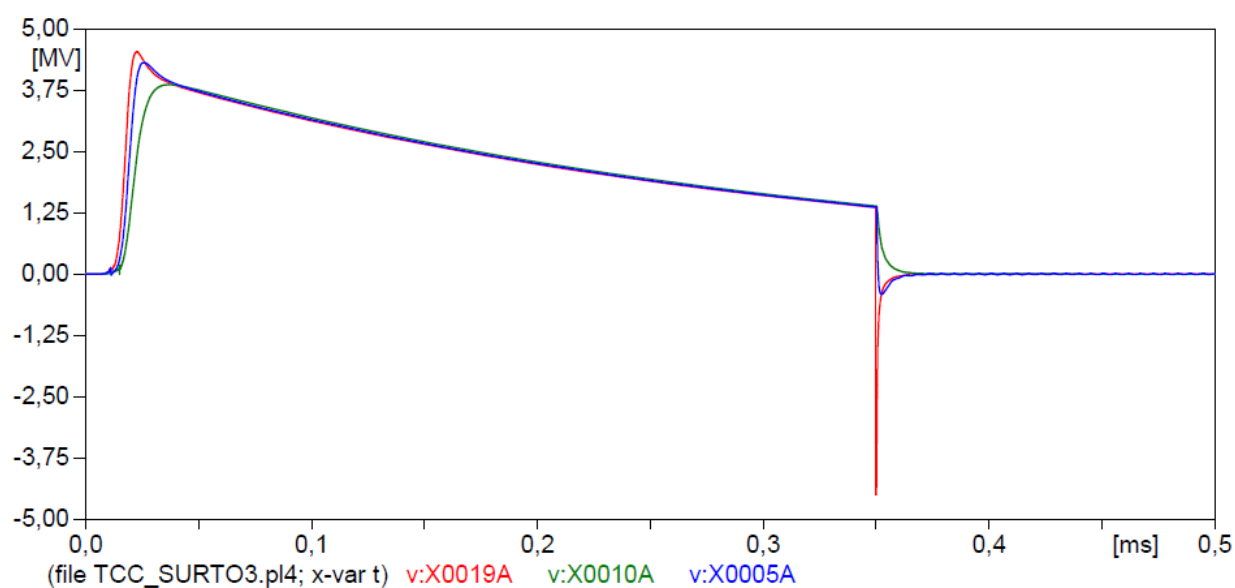


Figura 49 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

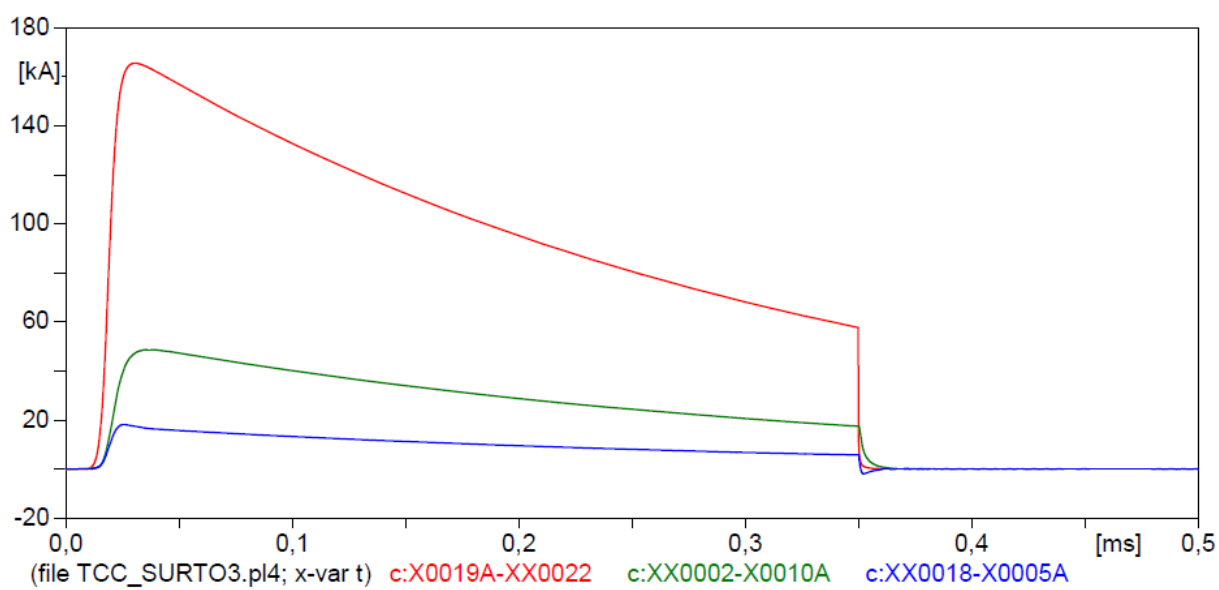


Figura 50 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Desta vez, é simulado uma descarga atmosférica atingindo o final da rede, porém apresentando três pára-raios em pontos estratégicos da rede, conforme a seguinte figura demonstra:

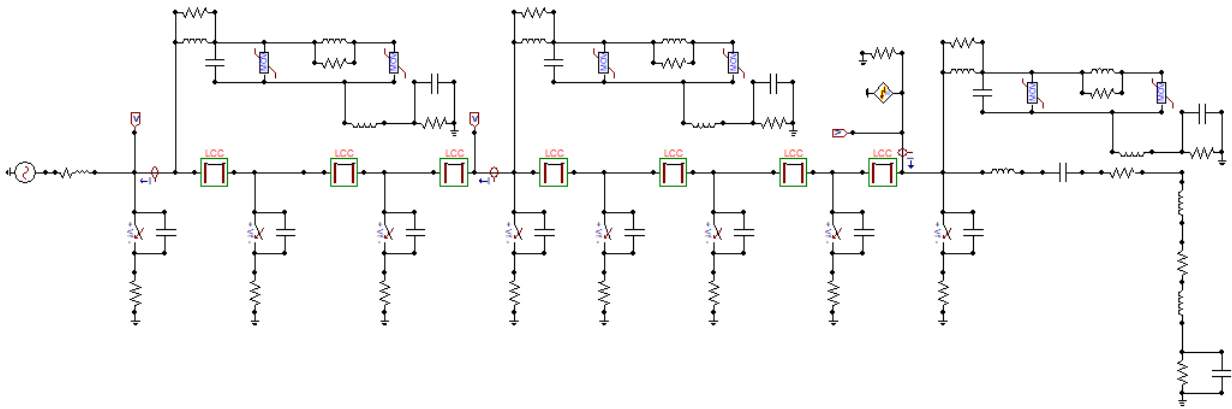


Figura 51 – Simulação para descarga direta no final da rede e três para-raios

Após a simulação, verifica-se outra vez as seguintes formas de onda da tensão e corrente na linha, para uma descarga atmosférica comum, respectivamente:

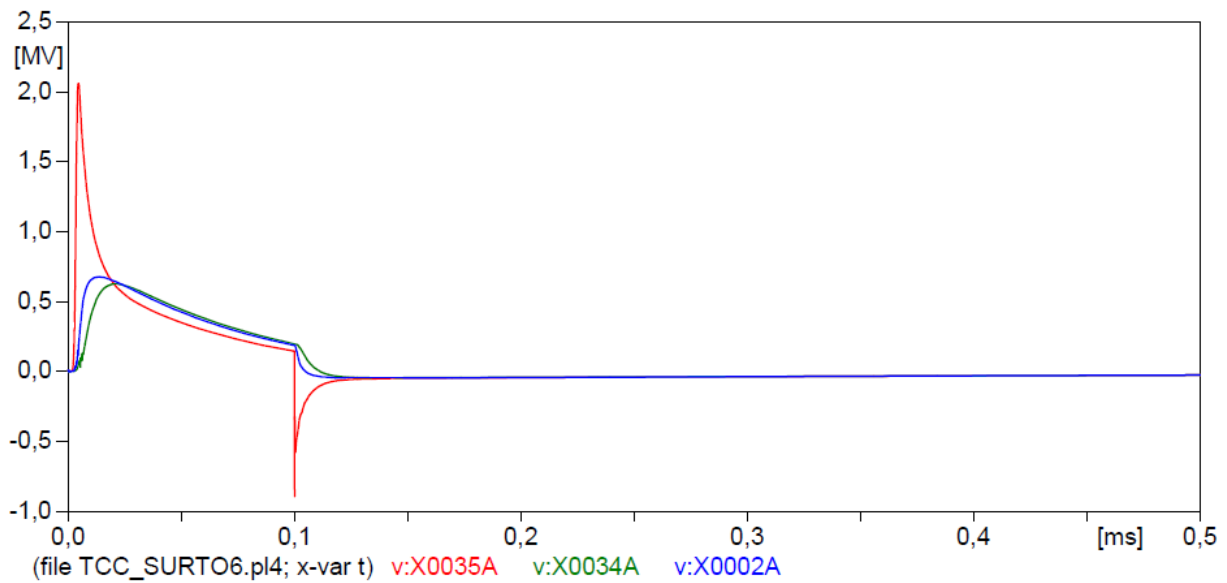


Figura 52 – Forma de onda da tensão nos pontos seleccionados

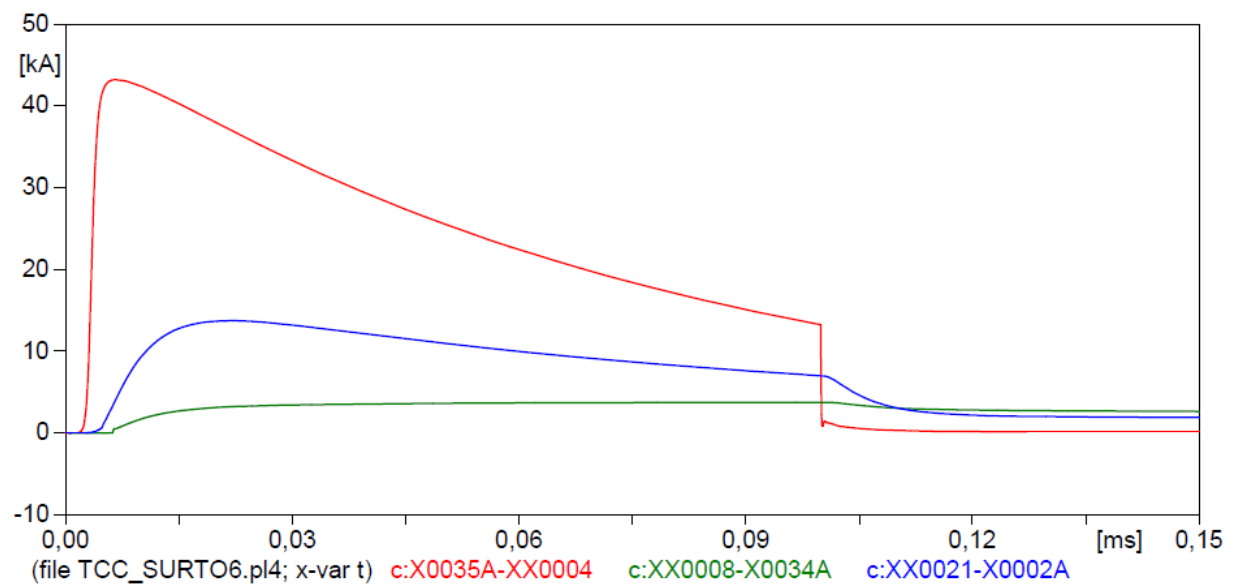


Figura 53 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Desta vez, observou-se fenômeno diferente dos casos anteriores. Não houve queda na sobretensão do lugar de incidência do raio. Mas, nos outros locais (início e meio da rede) houve queda, como antes.

Com relação à corrente de linha sentida, mais uma vez nota-se queda na corrente de pico do início da rede e no meio. Esta etapa se deu de forma mais sensível do que anteriormente, e não houve balanço de corrente.

Aplica-se mais uma vez a descarga atmosférica mais severa, de 150 kA de pico, e os resultados são mostrados abaixo:

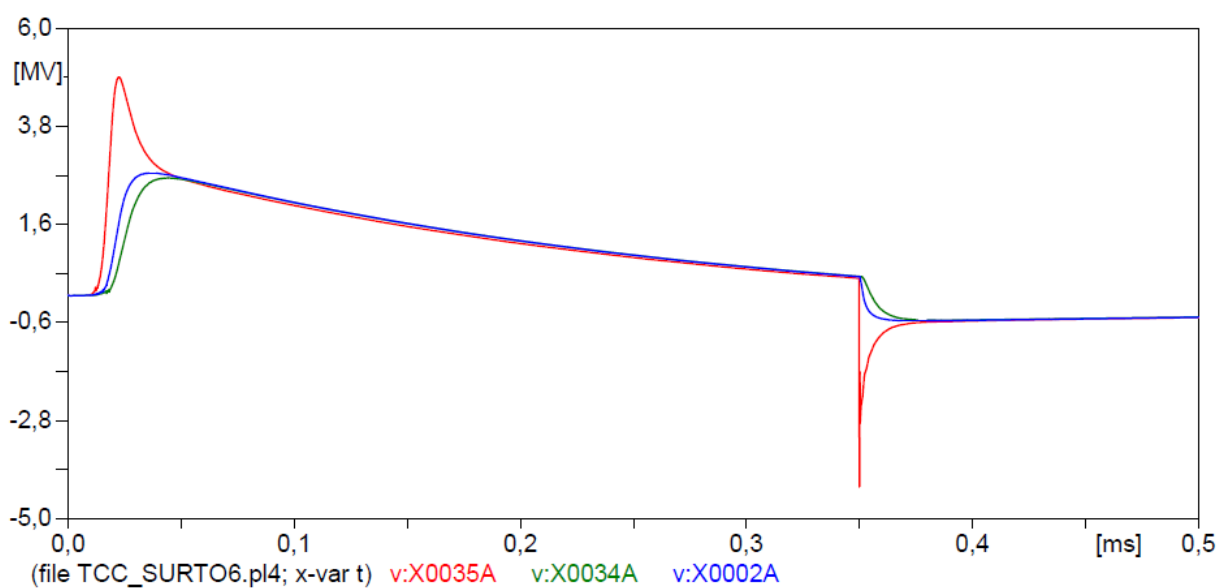


Figura 54 – Forma de onda da tensão nos pontos selecionados

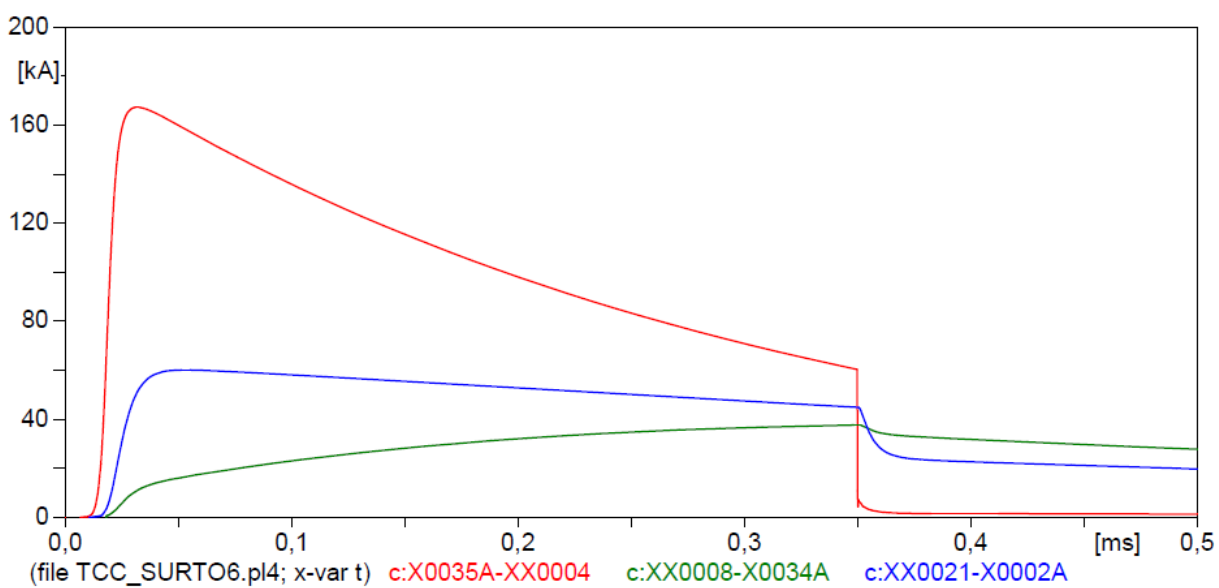


Figura 55 – Forma de onda da corrente nos pontos selecionados

Os mesmos comentários anteriores com relação às ondas de tensão se aplicam aqui. Contudo, percebe-se agora uma subida da corrente no meio da rede.

6 Considerações Finais

O desenvolvimento deste trabalho possibilitou uma análise dos parâmetros envolvidos na modelagem de uma descarga atmosférica direta; também permitiu a simulação deste fenômeno ocorrendo em uma rede de distribuição secundária com dados reais no software de simulação de transitórios denominado ATP-EMTP. Este tema é de grande relevância para a sociedade pois grande parte dos desligamentos que ocorrem no sistema elétrico é causada pelas descargas atmosféricas. Sua compreensão se faz necessária para projetar a proteção de redes de distribuição de forma mais eficaz e com custo à longo prazo menor devido à diminuição de perdas de equipamentos.

Ao realizar as diversas simulações, foi possível comprovar que as sobretensões e sobrecorrentes causadas por uma descarga atmosférica direta na rede podem ser suavizadas com a colocação de mais dispositivos de proteção nos postes que a compõe (perto do início, no meio ou no fim da linha). Esta proteção extra se mostra positiva também no caso de raios incidentes mais graves, chegando à centenas de kA. Além disso, na parte central da rede, após a descarga atmosférica foi detectado um período de breve ressonância da tensão e corrente do circuito, sendo posteriormente extinguida.

O objetivo geral do trabalho foi devidamente atingido, pois pude criar um modelo padrão para simulação deste tipo de fenômeno em linhas de distribuição comuns da companhia Celesc. Ademais, os objetivos específicos também foram todos bem desenvolvidos: realizei pesquisa extensa sobre o fenômeno e a literatura recente sobre esta modelagem; desenvolvi um modelo de rede com especificações advindas da Celesc; estabeleci um modelo para a descarga atmosférica direta conforme artigos recentes; realizei simulações no software ATP; desenvolvi uma análise crítica dos resultados.

Para trabalhos futuros, indica-se como sugestões avaliar o impacto de descargas atmosféricas indiretas em redes de distribuição; realizar estas simulações utilizando outro modelo de descarga atmosférica (possivelmente Heidler de duas ou mais componentes); analisar outros cenários em que podem ocorrer a ressonância; realizar estas simulações para descargas atmosféricas indiretas.

Referências

- ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST. *Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica, Revisão 7, Brasília*, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- ARAÚJO, A. E. d.; NEVES, W. L. Cálculos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de energia. *Editora UFMG, Belo Horizonte, Brasil*, 2005. Citado na página 29.
- CABRAL, R. J. et al. Analysis of distribution lines performance against lightning using atp-empt. *IEEE*, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 41.
- CELESC. Fornecimento de energia em tensão primária e distribuição. 2001. Citado na página 42.
- CELESC. Para-raios poliméricos de resistor não-linear a Óxido metálico, sem centelhadores, para redes de distribuição e subestações. 2012. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 44.
- CELESC. Manual especial sistema de desenvolvimento de sistemas de distribuição. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 15, 36 e 40.
- CELESC. Postes de concreto armado para redes de distribuição. 2014. Citado na página 42.
- CELESC. Cabo de alumínio nu - ca e caa. 2015. Citado 3 vezes nas páginas 15, 37 e 38.
- CELESC. Relatório Anual Celect. 2017. Citado na página 22.
- CELESC. *Dados de consumo*. 2018. <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/celesc-distribuicao/dados-de-consumo>>. [Online; Acesso em 15 de Outubro de 2018]. Citado na página 22.
- COELHO, V. L. Influência das descargas atmosféricas no desempenho de sistemas aéreos de distribuição de energia elétrica princípio e prática. *Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil*, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 13, 22 e 30.
- COELHO, V. L. Análise do desempenho de redes aéreas de distribuição de média tensão frente a ação de descargas atmosféricas. *Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil*, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 13, 25 e 26.
- GAMEROTA, W. R. et al. Current waveforms for lightning simulation. *IEEE TRANSACTIONS ON ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY*, v. 54, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 15, 32 e 33.
- GUIMARÃES, M. et al. Clightning measurements at morro do cachimbo station: new results. *International Conference on Lightning Protection (ICLP), Shanghai, China*, 2014. Citado na página 33.
- IEEE, P. E. S. Modeling of metal oxide surge arrestors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, 1992. Citado na página 43.

- IEEE, P. E. S. Ieee guide for improving lightning performance of electric power overhead distribution lines. *IEEE Std 1410-2010*. New York, 2011. Citado 7 vezes nas páginas 13, 15, 25, 27, 30, 31 e 33.
- INPE, I. N. D. P. E. 2018. <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/>>. [Online; Acesso em 22 de Agosto de 2018]. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.
- LOVRIĆ, D.; VUJEVIĆ, S.; MODRIĆ, T. On the estimation of heidler function parameters for reproduction of various standardized and recorded lightning current waveshapes. *EUROPEAN TRANSACTIONS ON ELECTRICAL POWER*, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 13, 33 e 34.
- NETO, J. Modelagem e validação de sistemas de proteção de linhas de subtransmissão frente a descargas atmosféricas. *Universidade Federal de Pernambuco, Recife*, 2015. Citado na página 40.
- NLSI, N. L. S. I. [Online; Acesso em 29 de Agosto de 2018]. Citado 3 vezes nas páginas 13, 26 e 27.
- PAZ, M. C. R. Formulação integrada para a localização de faltas em sistemas de distribuição. *Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil*, 2010. Citado na página 35.
- RAJIČIĆ, D.; TODOROVSKI, M. Current waveforms for lightning simulation. *IEEE TRANSACTIONS ON ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY*, v. 57, 2015. Citado na página 33.
- SILVA, M. S. D. Análise de desempenho de redes de distribuição monofilares com retorno pela terra (mrt) frente a descargas atmosféricas. *Universidade Federal de Pernambuco, Recife*, 2015. Citado 5 vezes nas páginas 13, 40, 42, 44 e 46.
- TORRES, H. et al. Contribution to lightning parameters study based on some american tropical regions observations. *IEEE JOURNAL OF SELECTED TOPICS IN APPLIED EARTH OBSERVATIONS AND REMOTE SENSING*, v. 8, 2015. Citado na página 29.